

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**Trabajo Fin de Grado**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**”Análisis de viabilidad de una planta solar  
fotovoltaica en Chile”**

Autor: Rubén Romeral Peláez

Tutor: Vicente Salas Merino

Leganés, Octubre 2015



## ÍNDICE

<b>OBJETIVO DEL PROYECTO</b> .....	1
1.1 INTRODUCCIÓN .....	2
1.2 DEMANDA ENERGÉTICA MUNDIAL.....	2
1.3 MERCADO FOTOVOLTAICO .....	3
1.4 PROTOCOLO DE KIOTO E IMPACTO AMBIENTAL.....	5
1.5 SITUACIÓN EN CHILE.....	6
1.5.1 INTRODUCCIÓN.....	6
1.5.2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO CHILENO.....	6
1.5.3 DESCRIPCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO .....	7
1.5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SING .....	10
1.5.3.2 DESCRIPCIÓN DEL SIC .....	12
1.5.3.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MAGALLANES Y AYDEN .....	12
1.5.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	13
1.5.5 ORGANISMOS E INSTITUCIONES .....	14
1.5.6 EL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE .....	15
1.5.6.1 PARTICIPANTES EN EL MERCADO .....	15
1.5.6.2 MERCADO DE GENERACIÓN .....	15
1.5.6.2.1 EL MERCADO SPOT.....	16
1.5.6.2.2 EL MERCADO DE CONTRATOS .....	16
1.5.7 CONEXIÓN A RED.....	17
1.5.7.1 EXIGENCIAS GENERALES .....	19
1.5.7.2 EXIGENCIAS DE DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN .....	19
1.5.8 LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE .....	21
1.5.9 LA FOTOVOLTAICA EN CHILE .....	22
<b>2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b> .....	33
2.1 DEFINICIÓN .....	24
2.2 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	24
2.2.1 INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED .....	24
2.2.2 INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED.....	25
2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	27
2.3.1 EL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....	27

2.3.2 EL INVERSOR .....	28
2.3.4 ESTRUCTURA SOPORTE .....	29
2.3.5 CONTADOR .....	30
2.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	30
2.4.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO .....	30
2.4.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	31
2.4.5 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL PANEL FOTOVOLTAICO ....	33
2.4.6 CIRCUITO EQUIVALENTE .....	34
2.4.7 ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	35
2.4.8 EFECTO DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA SOBRE EL MÓDULO .	36
2.4.8.1 EFECTO DE LA IRRADIANCIA.....	36
2.4.8.2 EFECTO DE LA TEMPERATURA .....	37
<b>3 DIMENSIONAMIENTO.....</b>	<b>47</b>
3.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA .....	38
3.2 DIMENSIONADO DEL GENERADOR.....	38
3.2.1 CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS EN SERIE .....	39
3.2.2 CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS EN PARALELO.....	40
3.3 DIMENSIONADO DE INVERSOR.....	41
3.4 DIMENSIONADO DEL CABLEADO .....	42
3.5 CABLEADO DE LA INSTALCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA .....	42
3.6 CABLEADO DE LA INSTALCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA .....	42
<b>4 ANÁLISIS EXPERIMENTAL.....</b>	<b>52</b>
4.1 INTRODUCCIÓN.....	44
4.2ESTUDIO ENERGÉTICO .....	44
4.2.1 UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO .....	44
4.2.2 RADIACIÓN SOLAR.....	46
4.2.3 RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA.....	47
4.2.4 FACTOR DE IRRADIACIÓN (FI).....	47
4.2.5 RADIACIÓN SOLAR DE LA LOCALIZACIÓN .....	48
4.2.6 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	50
4.2.7 SIMULACIÓN CON PVSyst.....	51
4.2.8 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS.....	54
4.2.9 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE LA INSTALACIÓN.....	56

4.2.10 FACTOR DE PLANTA .....	57
4.2.11 POTENCIA EN FIRME .....	58
4.2.12 VIDA ÚTIL .....	59
4.2.13 NORMATIVA APLICABLE .....	59
4.3 ESTUDIO DE VIAVILIDAD ECONÓMICA .....	60
4.3.1 MODELO DE NEGOCIO .....	60
4.3.1.1 INGRESOS ANUALES DE LA INSTALACIÓN .....	60
4.3.1.1.1 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA .....	60
4.3.1.1.2 ATRIBUTO LEY 20.254 .....	62
4.3.1.1.3 VENTA DE BONOS AL CARBONO .....	62
4.3.1.2 COSTES DE LA INSTALACIÓN .....	64
4.3.1.2.1 COSTES DE INVERSIÓN .....	64
4.3.1.2.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	64
4.3.2 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN .....	65
4.3.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	65
4.3.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	66
4.3.2.3 CRITERIOS PARA EL ESTUDIO DE RENTABILIDAD .....	66
4.3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES .....	70
4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE PAISES POTENCIALES PARA EL DESARROLLO DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS .....	71
4.4.1 INTRODUCCIÓN .....	71
4.4.2 SITUACIÓN ESTADOS UNIDOS .....	71
4.4.3 SITUACIÓN SUDÁFRICA .....	73
4.4.4 ESTUDIO ENERGÉTICO COMPARATIVO .....	74
4.4.4.1 RADIACIÓN SOLAR EN LOS EMPLAZAMIENTOS .....	75
4.4.4.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	76
4.4.4.3 FACTOR DE RENDIMIENTO (PR) .....	77
4.4.4.4 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS .....	78
4.4.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD .....	79
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>89</b>
5.1 ALTERNATIVAS Y MEJORAS DE DISEÑO .....	81
5.2 CONCLUSIONES .....	82
<b>6 PRESUPUESTO .....</b>	<b>92</b>

6.1 COSTES DE PERSONAL .....	84
6.2 PRECIO DE VENTA .....	85
<b>7. PLANIFICACIÓN.....</b>	<b>86</b>
<b>8. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>87</b>
<b>9. ANEXOS.....</b>	<b>89</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características técnicas del Inversor seleccionado.....	29
Tabla 2. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.....	38
Tabla 3. Resultados característicos de la simulación en PVSYST.....	54
Tabla 4. Tipo de combustible según cantidad de emisiones de dióxido de carbono.....	63
Tabla 5. Costes de inversión de la instalación.....	64
Tabla 6. Ingresos económicos de la instalación .....	67
Tabla 7. Costes económicos de la instalación. ....	68
Tabla 8. Resultados índices de criterio económicos.....	70
Tabla 9. Datos principales de las tres instalaciones.....	75
Tabla 10. Resultados principales de la simulación para los tres emplazamientos. ....	76
Tabla 11. Hipótesis económicas según emplazamiento. ....	79
Tabla 12. Resultado de los criterios de índice económico de la instalación en Chile....	80
Tabla 13. Resultado de los criterios de índice económico de la instalación en Estados Unidos.....	80
Tabla 14. Resultado de los criterios de índice económico de la instalación en Sudáfrica. ....	80
Tabla 15. Costes de personal. ....	84
Tabla 16. Precálculo de presupuesto. ....	85

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Potencia fotovoltaica instalada hasta el año 2013 (MW) [4].	4
Figura 2. Previsión expansión energía fotovoltaica desde el año 2000 a 2100. [6]	5
Figura 3. Escenario de referencia del desarrollo de las ERNC en Chile bajo la Ley 20/25 [10].	7
Figura 4. Mapa de la radiación global horizontal de Chile [11].	8
Figura 5. Demanda de energía eléctrica y crecimiento histórico [9].	9
Figura 6. Sistemas de Interconexión en Chile [12]	10
Figura 7. Curva de demanda del SING [13].	11
Figura 8. Capacidad instalada en el SING según tecnología [12]	11
Figura 9. Curva de demanda del SIC [13].	12
Figura 10. Esquema del mercado eléctrico en Chile [14].	13
Figura 11.	20
Figura 12. Capacidad instalada de ERNC hasta Junio 2015 [15].	22
Figura 13. Generación ERNC en el Año 2014 [15].	22
Figura 14. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado.	25
Figura 15. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.	26
Figura 16. Imagen del World Games Stadium de Kaohsiung, Taiwan. Cubierto por 8.844 módulos solares.	26
Figura 17. Efecto fotovoltaico.	31
Figura 18. Módulo de silicio monocristalino.	32
Figura 19. Módulo de silicio policristalino.	32
Figura 20. Módulo de silicio amorfo.	32
Figura 21. Curva característica I-V	33
Figura 22. Circuito equivalente.	34
Figura 23. Circuito equivalente.	34
Figura 24. Estructura del módulo fotovoltaico.	35
Figura 25. Conexión de las células fotovoltaicas.	36
Figura 26. Curva característica I-V en función de la irradiancia.	37
Figura 27. Curva característica I-V en función de la temperatura.	37
Figura 28. Ubicación planta solar fotovoltaica.	45
Figura 29. Ubicación de Calama.	46
Figura 30. Mapa de la radiación solar mundial	46
Figura 31. Explorador solar de Chile.	48
Figura 32. Valor promedio de Radiación Global Horizontal Mensual en el emplazamiento.	49
Figura 33. Gráfica del valor promedio de Irradiación Global Horizontal Mensual en el emplazamiento.	49
Figura 34. Orientación de una superficie en el hemisferio Norte.	50
Figura 35. Selección de la orientación e inclinación en el programa PVSYST.	51
Figura 36. Configuración de la instalación solar fotovoltaica.	52
Figura 37. Sistema eléctrico simplificado de la instalación.	53



Figura 38. Resultados de la simulación. ....	53
Figura 39. Esquema de las pérdidas en la instalación solar fotovoltaica. ....	54
Figura 40. Gráfica del factor de rendimiento PR.....	55
Figura 41. Producción normalizada y factores de pérdidas de la instalación.....	56
Figura 42. Balance energético de la instalación. ....	57
Figura 43. Coste marginal promedio mensual del SIC y el SING. ....	61
Figura 44. Gráfica de ingresos de la instalación.....	67
Figura 45. Gráfica de costes de la instalación .....	68
Figura 46. Flujo de caja de la instalación. ....	69
Figura 47. Gráfica de análisis de sensibilidades de la instalación.....	70
Figura 48. Mapa de radiación solar de EEUU.....	72
Figura 49. Mapa de radiación solar de Sudáfrica. ....	74
Figura 50. Localización de las ubicaciones del estudio. ....	75
Figura 51. Gráfica de los niveles de irradiación global horizontal según ubicación de la instalación.....	75
Figura 52. Gráfica de generación de energía mensual según emplazamiento.....	76
Figura 53. Gráfica de generación de energía anual según emplazamiento. ....	77
Figura 54. Gráfica de factor de rendimiento PR mensual según emplazamiento.....	77
Figura 55. Gráfica de factor de rendimiento PR anual según emplazamiento. ....	78
Figura 56. Gráfica de porcentaje de pérdidas del inversor y generador según el emplazamiento.....	78
Figura 57. Gráfica de generación mensual de energía según el sistema de seguimiento solar. ....	82
Figura 58. Diagrama de Gantt .....	86

# OBJETIVO

---

## OBJETIVO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es la realización de un estudio de viabilidad de una central de generación fotovoltaica de 4 MW, ubicada en el desierto de Atacama, Chile.

El proceso de diseño y de estudio ha sido realizado en función de las particularidades existentes en el país chileno, atendiendo al funcionamiento de su sistema eléctrico y su normativa legal vigente. Consecuentemente, se ha realizado el estudio para adquirir conocimientos sobre el sistema chileno y su marco regulatorio.

Asimismo, se pretende comparar el resultado del estudio con otras ubicaciones situadas en países potenciales para el desarrollo de este tipo de tecnología. Las ubicaciones sujetas a estudio pertenecen a EEUU y Sudáfrica, donde se detallarán los aspectos más importantes a tener en cuenta para el desarrollo del análisis de viabilidad.

# 1 SITUACIÓN ACTUAL

---

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Las necesidades de energía del mundo en el que vivimos, nos obliga a mantenernos activos en la búsqueda de nuevas fuentes que sigan abasteciendo el consumo del planeta. La sociedad actual cada vez tiene más conciencia de la dependencia que existe por los combustibles fósiles no renovables, donde el agotamiento de estos tipos de energía cada vez está más cerca. Por ello, la mayoría de países desarrollados han volcado sus esfuerzos en el desarrollo de fuentes de energía renovables, con el fin de diversificar la matriz energética y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, cumpliendo a su vez con el compromiso adquirido en acuerdos internacionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Bajo estas premisas, las empresas adquieren un papel destacado en la promoción y el desarrollo de las energías renovables, llevando a cabo proyectos de fotovoltaica, hidráulica, eólica, entre otras fuente de energía. En consecuencia, la labor del ingeniero se hace indispensable a la hora de proyectar y estudiar la viabilidad económica de los futuros proyectos de energías renovables.

## 1.2 DEMANDA ENERGÉTICA MUNDIAL

Actualmente, la mayor parte de la demanda energética mundial es cubierta por combustibles fósiles, lo que supone una gran dependencia de una fuente de energía que supone graves consecuencias medioambientales y una gran inestabilidad económica. La sostenibilidad de este modelo energético a largo plazo es complicada, por ello los estados ante la necesidad de hacer frente a este problema, se han visto obligados a desarrollar alternativas más limpias y seguras.

Según el último informe “*World Energy Outlook 2014*” emitido por la Agencia Internacional de Energía (IEA), el mundo tiene que realizar aún más esfuerzos para conseguir avanzar en la senda de la sostenibilidad. La situación geopolítica que está atravesando el planeta no ayuda a conseguir la estabilidad necesaria, con numerosos conflictos abiertos como la crisis de Oriente Medio, o el conflicto entre Rusia y Ucrania, lugares estratégicos para el petróleo y el gas natural en Europa. A pesar de las tensiones y dificultades para la accesibilidad de todas las personas a la electricidad, el informe señala, que gracias al desarrollo de la tecnología y la reducción de costes de energías limpias como la fotovoltaica, han minimizado los problemas existentes [1].

La previsión de aumento de demanda para los próximos años es del 37% debido al aumento de la población y a una recuperación económica. Gran parte de la demanda pasaría a focalizarse a países con economías emergentes, mientras que en los países

desarrollados la demanda se mantendría estable. La tendencia hacia el año 2040 es que la participación de los combustibles fósiles decaiga a un 75% de la demanda mundial, un 7% menos que en el año 2012, siendo insuficiente para evitar las emisiones de CO<sub>2</sub> suponiendo graves consecuencias en el cambio climático [1].

El sector eléctrico está siendo el más determinante a la hora de diversificar el mix energético, con las tecnologías renovables a la cabeza, que gracias a las subvenciones representan un gran porcentaje del incremento de la generación de energía eléctrica en el mundo.

En cuanto a la situación energética actual el mundo se encuentra en un estado de continuo cambio, propiciado por la aparición de nuevas técnicas como el *fracking* que ha provocado el resurgir del gas natural y el petróleo, y por el desarrollo tecnológico de energías renovables como la solar y la eólica.

Según la plataforma *Sustainable Energy For All (Se4all)* el mundo avanza hacia la situación correcta para conseguir el objetivo de una energía sostenible de acceso universal, pero se deben aumentar los esfuerzos en materia de política energética. Una prueba de este avance es la continua expansión de las renovables, que ya cuenta con más del 30% de la generación eléctrica mundial. Este aumento de producción de las renovables en el mix energético es debido principalmente a la energía hidráulica, eólica y solar [2].

### 1.3 MERCADO FOTOVOLTAICO

El desarrollo a nivel mundial de la energía solar fotovoltaica se ha ido incrementando exponencialmente a lo largo de los últimos años, superando incluso las expectativas esperadas. Gracias al impulso de los nuevos retos energéticos y medioambientales, los países han hecho grandes esfuerzos en forma de legislación, programas e incentivos para fomentar este tipo de tecnología.

Actualmente, en el mundo existe una potencia fotovoltaica conectada a red de 180 GW, llegando a convertirse en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de potencia instalada tras la hidráulica y la eólica. La producción actual de energía solar fotovoltaica cubriría aproximadamente el 1% de la demanda mundial. Sin embargo, en regiones como la Unión Europea ha llegado a cubrir hasta el 3,5% de la demanda [3].

Se podría decir, atendiendo a los datos que facilitan las instituciones y fabricantes, que el mercado fotovoltaico se está consolidando más cada año. Esto es debido, en parte, a que los costes de inversión se han ido reduciendo anualmente, solventando así uno de los principales problemas a los que se enfrentaba este tipo de tecnología hace unos años. Desde que se fabricaron las primeras células solares hace unas décadas, los costes no han parado de reducirse cada año. Debido a la economía de escala y a la

mejora de eficiencia de los módulos se ha logrado que la fotovoltaica sea igual de competitiva que otras tecnologías convencionales.

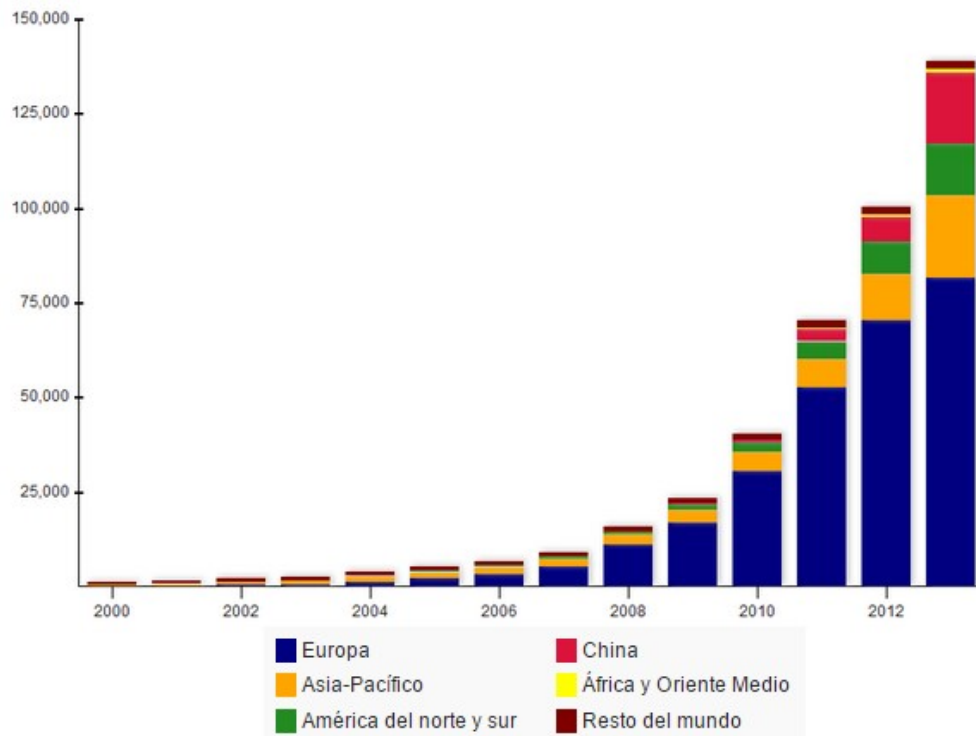


Figura 1. Potencia fotovoltaica instalada hasta el año 2013 (MW) [4].

Con una potencia instalada de 38GW Alemania es uno de los países líderes en la instalación de energía fotovoltaica, llegando a cubrir el 3% de su demanda [4]. Su éxito y lo que ha llevado a convertir al país en un referente mundial, se debe a la regulación del sector que promulgó el gobierno en el año 2000, donde se creó una tarifa regulada para la producción de energías renovables. China, Japón y Usa son otros de los países con mayor actividad fotovoltaica en el mundo.

La previsión para años posteriores es esperanzadora para la fotovoltaica. Para el año 2018 se estima que la potencia instalada se haya duplicado hasta alcanzar los 320 GW, superando así a las demás tecnologías [5].

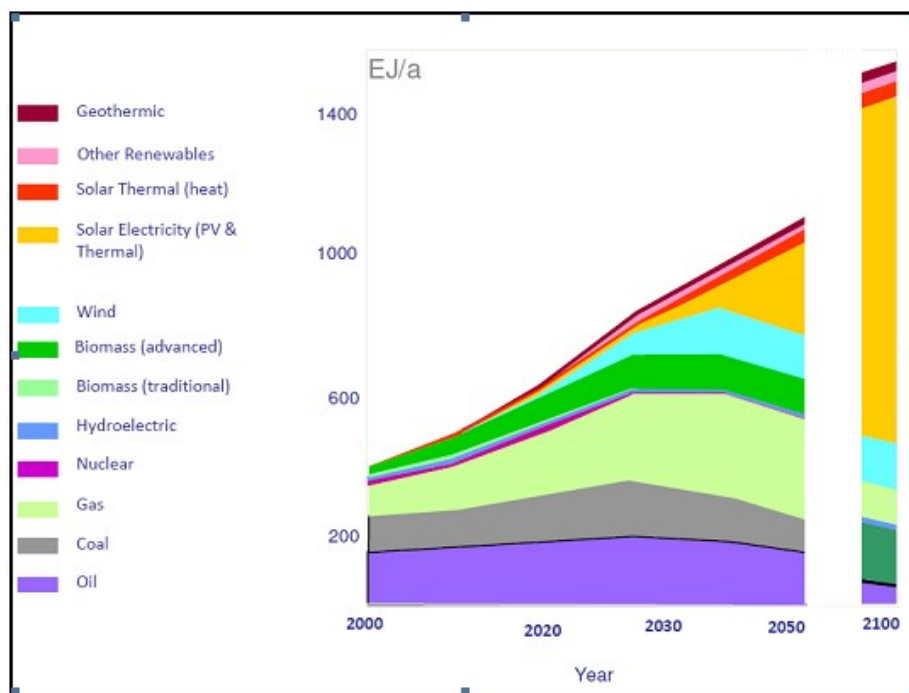


Figura 2. Previsión expansión energía fotovoltaica desde el año 2000 a 2100. [6]

## 1.4 PROTOCOLO DE KIOTO E IMPACTO AMBIENTAL

Uno de los principales problemas que más preocupan en la actualidad es el cambio climático, que amenaza con elevar la temperatura del planeta pudiendo suponer graves consecuencias para el planeta. Para salvaguardar nuestro ecosistema es necesario frenar el calentamiento global de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI), para ello las energías renovables tienen un papel activo.

Según cifras de la Organización de Naciones Unidas (ONU) la previsión del aumento de la temperatura media sobre la superficie de nuestro planeta es de 1,4 y 5,8°C hasta el año 2100. Con el objetivo de hacer frente a este problema los países industrializados se comprometieron en el año 1997 en la ciudad de Kioto a fijar una serie de medidas con el fin de reducir un 5% los GEI en promedio tomando como niveles de referencia los del año 1990 [7].

A raíz de este acuerdo, varias instituciones como la Unión Europea y países de todo el mundo han establecido medidas adicionales para frenar el cambio climático, impulsando para ello programas e incentivos de energías renovables para reducir el impacto ambiental que supone la generación de energía eléctrica.

Por lo tanto, el desarrollo de las energías renovables es uno de los pilares fundamentales en contra de la emisión de GEI, ya que resulta el impacto sobre el medio ambiente resulta hasta 30 veces menor que el causado por las tecnologías convencionales.

## 1.5 SITUACIÓN EN CHILE

### 1.5.1 INTRODUCCIÓN

Chile es un país ubicado en el extremo sudeste de América del Sur. Está compuesto por cinco regiones geográficas que se extienden a lo largo de una superficie de 756.096 km<sup>2</sup> [8]. El nombre que reciben las regiones son Zona Chico, Zona Grande, Zona Austral, Zona Sur y Zona Central. Posee una importante diversidad climática debido a la influencia del océano pacífico y a su relieve. En la zona Norte Grande existe un clima desértico con altas temperaturas, mientras que en el Sur podemos encontrar un clima frío y húmedo con altas precipitaciones anuales.

Chile es considerado actualmente el país de América del Sur más estable, tanto políticamente como económicamente, lo cual lo convierte en un lugar seguro donde invertir. Su economía está atravesando un periodo de crecimiento motivado por una fuerte demanda interna, dejando atrás los efectos de la recesión mundial y las catástrofes naturales que ha sufrido el país.

### 1.5.2 EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO CHILENO

En el año 1981 se introdujo en la legislación la competencia y privatización del sector eléctrico, desde entonces dicho sector ha evolucionado hasta la actualidad donde conscientes de la necesidad del país de diversificar su matriz energética, en los últimos años Chile ha visto cómo ha ido cambiando su política energética, haciendo una apuesta en firme por las energías renovables [9]. Para ello ha aprobado varias leyes y ha creado organismos como el Centro de Energías Renovables (CER), dedicados únicamente al desarrollo de las renovables a través de apoyo económico y técnico.

Entre las leyes más destacadas para la promoción y el desarrollo del mercado eléctrico chileno ha sido la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, en diciembre de 2013 donde se aprueba la interconexión de los dos principales sistemas eléctricos del país el SING y el SIC [9]. Este cambio ha supuesto una mejora en el funcionamiento del sistema eléctrico, un mejor transporte de electricidad, así como la unificación de los precios de la electricidad.

En la ley ERNC, llamada ley 20/25, se introdujeron modificaciones que afectaban a la Ley General de Servicios Eléctricos donde por obligatoriedad, un 5% de la generación de energía de las empresas de generación, ha de ser producida por energías renovables. Según la ley, el objetivo marcado para el año 2025 es que el porcentaje de generación de energía mediante energías renovables alcance el 20% del total [9].

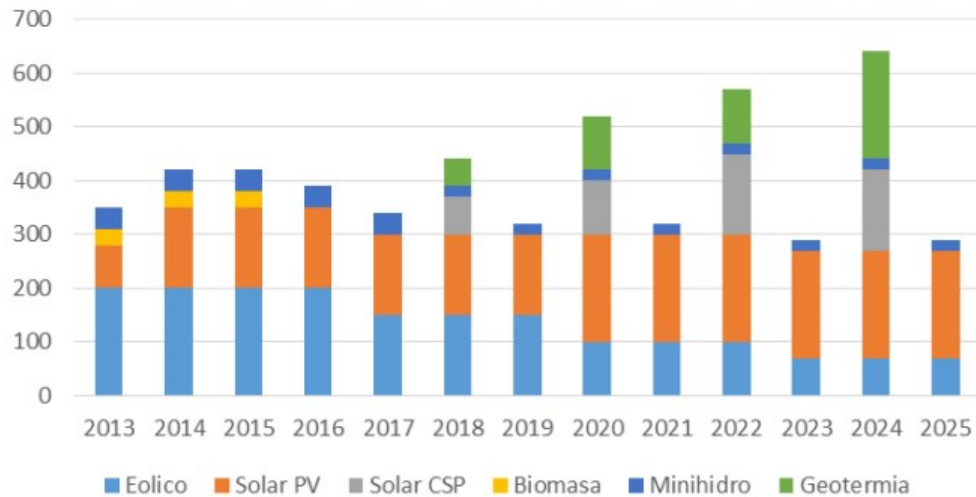


Figura 3. Escenario de referencia del desarrollo de las ERNC en Chile bajo la Ley 20/25 [10].

### 1.5.3 DESCRIPCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

En la zona Norte Grande se sitúa el desierto de Atacama, conocido por ser el desierto con mayor aridez del mundo, en donde podemos encontrar una de las radiaciones más altas del planeta, siendo un lugar idóneo para la instalación de energía solar fotovoltaica. Dicha zona tiene una importante actividad minera, siendo la más importante actividad económica del país, por lo que actualmente requiere una gran demanda de energía eléctrica.

La siguiente imagen muestra el recurso solar del país según las zonas geográficas.



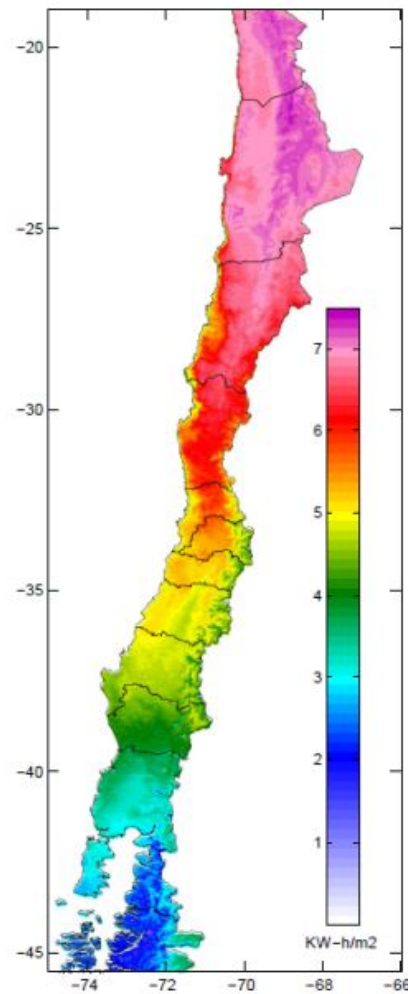


Figura 4. Mapa de la radiación global horizontal de Chile [11].

Chile es un país en vías de desarrollo, importador de recursos energéticos, donde su demanda de energía eléctrica va creciendo cada año y necesita contar con suficiente producción eléctrica para su desarrollo en décadas posteriores. La energía solar fotovoltaica tiene el objetivo de cubrir parte de esa demanda en un país que dispone del mayor potencial solar del mundo.

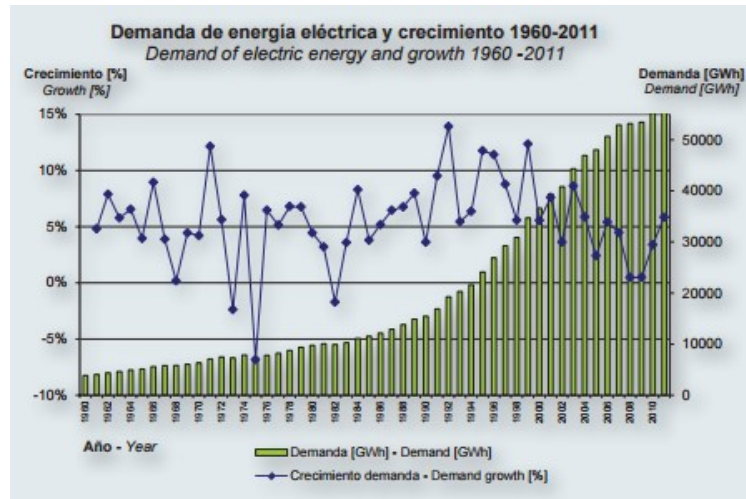


Figura 5. Demanda de energía eléctrica y crecimiento histórico [9].

En la actualidad posee una capacidad instalada de aproximadamente 17.000 MW repartidos en cuatro sistemas de electricidad independientes: 25% en el SING (Sistema Interconectado de Norte Grande), 74% en el SIC (Sistema Interconectado Central) y una proporción menor al 1% en los sistemas de las regiones de Magallanes y Aysén [12].

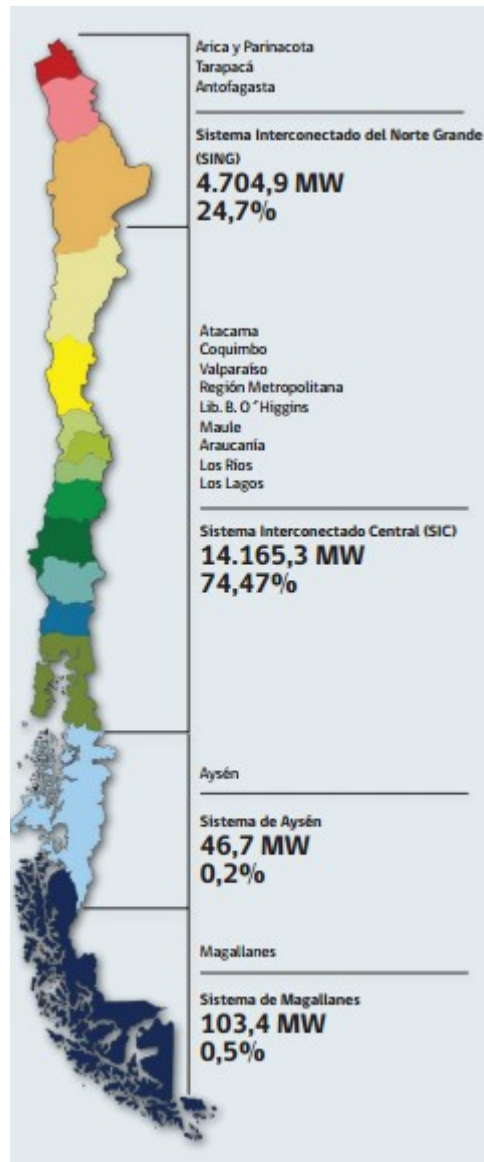


Figura 6. Sistemas de Interconexión en Chile [12]

#### 1.5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SING

El Sistema Interconectado del Norte Grande se extiende entre la primera y la segunda regiones de Chile, equivaliendo al 25% de las regiones del territorio continental. En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de curva de demanda de este sistema. Se puede observar como el comportamiento de la demanda es constante. Esto es debido a que el principal consumo de energía proviene de la industria, principalmente de la minería.

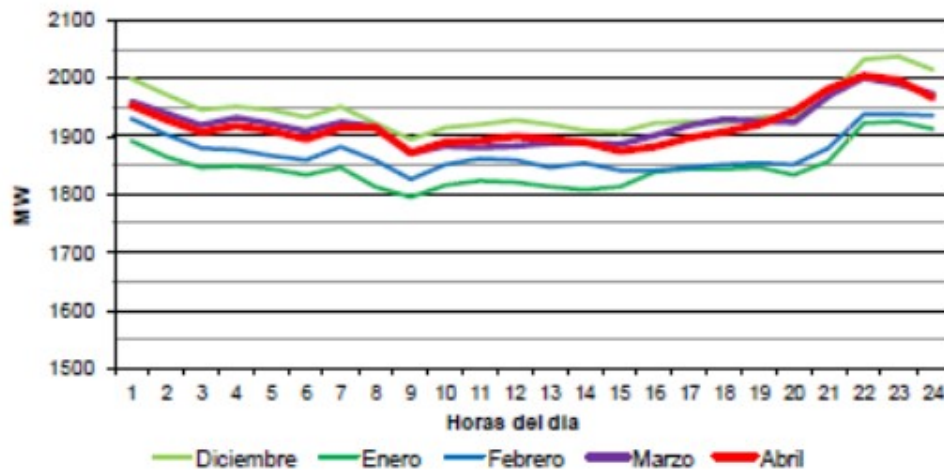


Figura 7. Curva de demanda del SING [13].

La mayor parte de la energía es generada por centrales de combustibles fósiles como el carbón, fuel y ciclo combinado a gas natural. Debido a la escasez de agua de la zona solo existen dos centrales hidroeléctricas que representan menos del 0,5% de la producción.

La energía fotovoltaica está en fuerte crecimiento gracias a la reducción de los costos de inversión, que anteriormente impedían el desarrollo de esta tecnología en la zona. Actualmente es una de las partes del mundo donde más se está invirtiendo en fotovoltaica. La mayor parte de los proyectos solares de Chile se realizan en el SING ya que es la zona donde mayor recurso solar existe. Se estima que en los próximos años la energía solar fotovoltaica pueda competir a nivel comercial con otras tecnologías convencionales como la hidroeléctrica. Del desarrollo de esta tecnología depende en parte solucionar el problema de dependencia energética que tiene el país.

En la siguiente figura podemos observar la capacidad instalada en el SING:

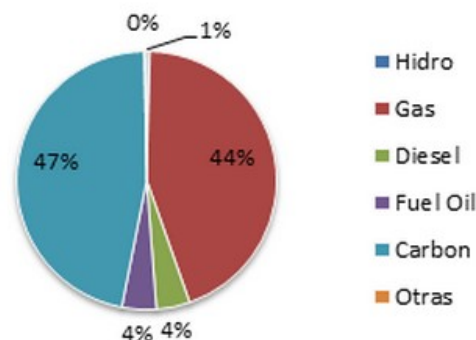


Figura 8. Capacidad instalada en el SING según tecnología [12]

### 1.5.3.2 DESCRIPCIÓN DEL SIC

El Sistema Interconectado Central es el mayor sistema de los cuatro que tiene Chile. A diferencia del SING, el SIC da mayor servicio a clientes regulados abasteciendo en torno al 93% de la población del país y suponiendo aproximadamente un 75% de la capacidad total [12]. En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de una curva de demanda del SIC, donde se puede observar que sigue el comportamiento tipo de un consumo residencial con los picos de demanda habituales en las horas de máximo consumo.

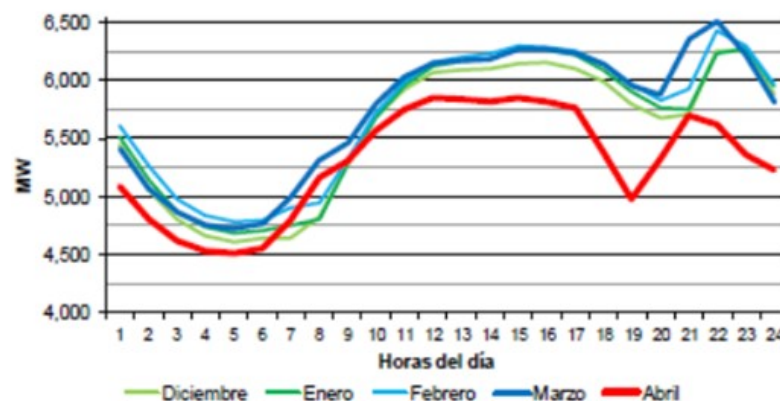


Figura 9. Curva de demanda del SIC [13].

La energía es generada principalmente por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas, donde ambas representan un 98% de la generación. Al igual que en el SING, las energías renovables cada vez son más competitivas y los inversores están apostando firmemente por este tipo de tecnologías.

### 1.5.3.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MAGALLANES Y AYDEN

Abastecen las regiones de Magallanes y Aysen, apenas representan un 1% de la capacidad instalada de Chile. Al igual que en los anteriores sistemas los principales generadores de energía eléctrica son las centrales térmicas, seguidas de las hidroeléctricas.

Además, existen centros de generación aislados de generación que llega a superar el 10% de la generación total. La mayor parte se localizan en empresas mineras, donde es difícil crear la infraestructura de red para su conexión.

#### 1.5.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Para la realización de un estudio de viabilidad de un proyecto de estas características, es importante tener conocimientos de los agentes del sistema eléctrico chileno que participan en el mercado. La legislación chilena reconoce en el sistema eléctrico tres segmentos de actividad, Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras. Los consumidores finales se dividen en clientes regulados y libres.

La industria eléctrica chilena la componen más de 70 empresas generadoras, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras [14].

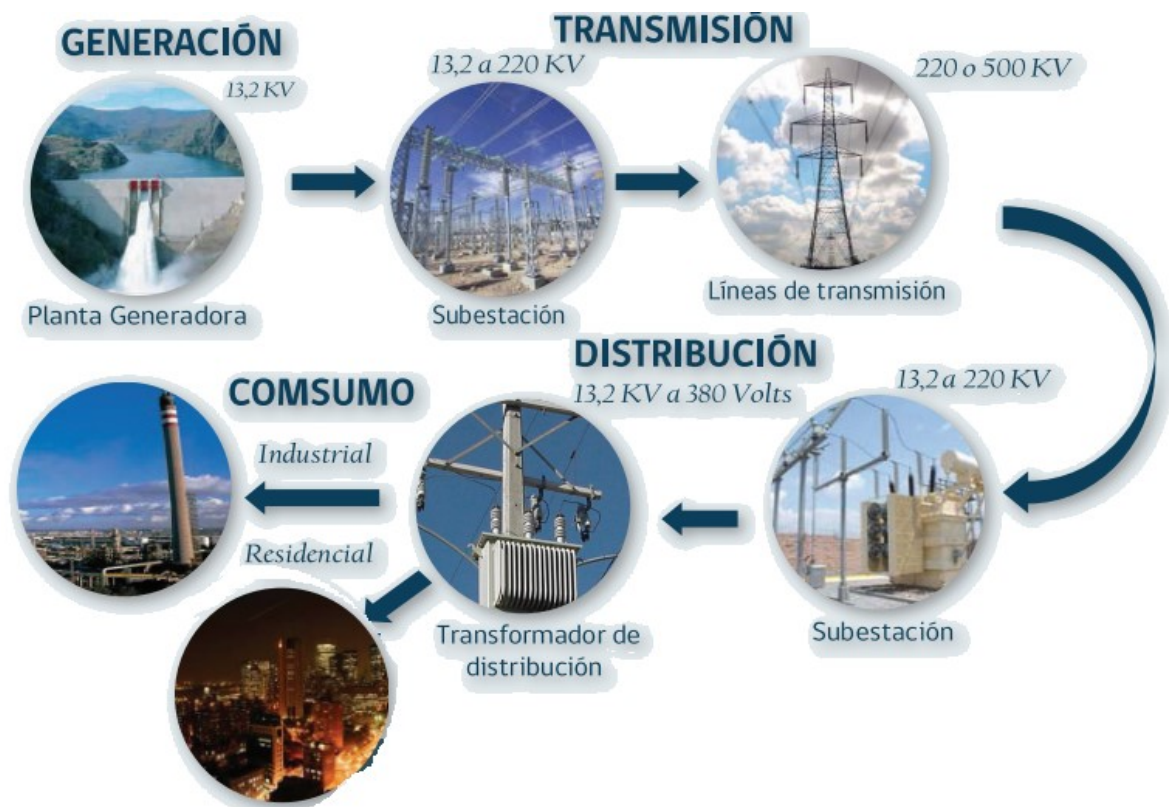


Figura 10. Esquema del mercado eléctrico en Chile [14].

- **Generación:** está compuesto por un conjunto de plantas generadoras de electricidad pertenecientes a más de 40 de empresas propietarias. Se trata de un mercado de libre acceso en el que se puede realizar competencia a los actores existentes, no existiendo el monopolio natural. Los propietarios privados son los encargados de decidir el tipo de tecnología a utilizar, siendo la mayoría existentes plantas térmicas e hidráulicas. Este segmento está caracterizado por

ser un mercado competitivo donde los precios son reflejados a través del coste marginal. Dichos costes son establecidos en los centros de despacho económico de carga, desde donde se realizan la coordinación del sistema de generación.

- **Transmisión:** La principal función de esta actividad es el transporte de electricidad desde los puntos de generación hasta las zonas de consumo. El rango de tensiones utilizado en Chile oscila entre un mínimo de 23 KV y un máximo de 500 KV [13].

Presenta características de monopolio, considerándose una actividad regulada dentro del sistema. Según recoge la legislación vigente la transmisión es de libre acceso para las planas generadoras por lo que las concesionarias del sistema de transmisión deben de permitir el paso de la energía a aquellos que tengan la necesidad de transportarlas, como contraprestación se deberá de pagar un peaje. El precio de dicho peaje es fijado por la CNE.

Presenta características de monopolio, considerándose una actividad regulada dentro del sistema. Según recoge la legislación vigente la transmisión es de libre acceso para las planas generadoras por lo que las concesionarias del sistema de transmisión deben de permitir el paso de la energía a aquellos que tengan la necesidad de transportarlas, como contraprestación se deberá de pagar un peaje. El precio de dicho peaje es fijado por la CNE.

- **Distribución:** este segmento se encarga de llevar la electricidad a los consumidores, incluyéndose todos los elementos de la instalación que opera con tensión inferior a 23 kV.

Se trata de un monopolio natural donde los precios son regulados a través de tarifas por la autoridad competente. Las empresas encargadas de la explotación del servicio operan bajo régimen de concesión de servicio público.

### 1.5.5 ORGANISMOS E INSTITUCIONES

A continuación se citan los organismos e instituciones más importantes que rigen la gestión, regulación y la actividad económica del sector eléctrico del país:

- Ministerio de Energía.
- CNE
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)
- Panel de expertos



- Centro de Energías Renovables (CER)
- Resolución de Conflictos

## 1.5.6 EL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE

### 1.5.6.1 PARTICIPANTES EN EL MERCADO

Los clientes se clasifican en función de su demanda en dos grandes grupos:

- **Clientes regulados:** Son aquellos en los que el precio y la calidad del suministro son determinados mediante un cálculo tarifario realizado por la CNE, según el marco regulatorio vigente. Se consideran clientes regulados aquellos que reúnan las siguientes consideraciones:
  - Clientes cuya potencia conectada sea inferior a 500 KW,
  - Clientes que tengan conectada de 500 KW a 2 MW de potencia si se encuentran ubicados en zonas de concesión de servicios públicos de distribución.
  - Clientes cuyo suministro se efectúa a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia

Estos consumidores representan mayor proporción en el SIC, donde suponen el 70 % del consumo total, mientras que en el SING apenas representan un 10% del consumo.

- **Clientes libres:** se consideran clientes libres a aquellos que consumen un volumen mínimo de electricidad y disponen de la opción de acceder a precios que están pactados de forma libre. Para ser incluido en este sector se requiere una potencia conectada mayor a 2MW, o si cumple una serie de condiciones en el caso de que la potencia conectada sea inferior a dicha cifra.

Este segmento cuenta con una mayor capacidad de negociación, ya que no están sujetos a regulación de precios y pueden pactar libremente los precios con las empresas de generación. El 90% de los clientes en el SING son libres, debido a que la industria y minería del país se concentra en este sistema, mientras que en el SIC representa el 35% del consumo total [12].

### 1.5.6.2 MERCADO DE GENERACIÓN

El mercado eléctrico chileno ha sido diseñado con el objetivo de prestar unos servicios eléctricos siguiendo un modelo en el que la operación del sistema sea llevada a



cabo a través de empresas privadas, con el fin de lograr una mayor eficiencia a través de las actividades donde no se ejerza un monopolio.

En las actividades de transmisión y distribución existe una regulación donde se determinan los servicios que deben de prestar y se fijan los precios por la autoridad competente. A diferencia de estos dos segmentos, en la actividad de generación existe un sistema competitivo donde se comercializa con la energía a través de un sistema marginalista con el cuál se pretende alcanzar un equilibrio económico entre las unidades generadoras que forman el parque de generación.

El mercado de generación de Chile está compuesto por un mercado mayorista resultado de la unión del Mercado SPOT y del Mercado de Contratos, donde se realizan las transferencias de potencia y energía [12].

#### 1.5.6.2.1 EL MERCADO SPOT

Es el mercado mayorista donde se dan cita los generadores para comercializar su energía instantáneamente en tiempo real. El traspaso de energía entre las empresas generadoras se realiza al coste marginal en el horario de producción.

Al tratarse de un despacho económico con tarificación marginalista, el estado ejerce una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria, encargándose el sector privado de la generación, transporte y distribución de la electricidad, siendo estas dos últimas actividades monopolios naturales. El encargado de realizar el despacho físico instantáneamente es el CDEC de cada sistema, en función de los costes de generación,

El precio de la potencia es fijado dos veces al año por la CNE, tomando como referencia el coste unitario de instalación de turbinas de gas [12].

#### 1.5.6.2.2 EL MERCADO DE CONTRATOS

Se caracteriza por ser de tipo financiero, donde se realizan contratos pactados de manera libre entre las partes. Los actores pueden ser entre empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres. Las principales características del contrato son:

- Los contratos son confidenciales y existe la obligatoriedad de informar al CDEC del sistema de especificaciones como la cantidad de energía o el punto de suministro.
- Los contratos que se establezcan con empresas distribuidoras pueden abastecer tanto a clientes regulados, como clientes libres.

- Se establece la obligatoriedad del suministro y compra a un determinado precio, donde la medición se realiza cada hora.

-Los contratos son de tipo financiero, el generador adquiere energía en el mercado spot para su venta en el mercado de contratos.

### 1.5.7 CONEXIÓN A RED

Según el artículo 77 de la LGSE, para las redes de transmisión local y subtransmisiones, el acceso a redes está garantizado [12].

Para conseguir la autorización de la conexión de un proyecto de generación de una energía renovable no convencional a los sistemas de distribución de la red chilena se estudiará por parte de los organismos competentes los efectos que puede producir en el sistema. Dependiendo del tamaño de la central generadora y de la red a la que es conectada, los efectos que se pueden dar en el sistema son:

- Aumento de los niveles de cortocircuito
- Requerimientos de márgenes de reserva
- Variación de la frecuencia de la red
- Modificación de la tensión en el embarrado adyacente al punto de conexión
- Cambios en el flujo de potencia
- Cambios en el esquema de protecciones

Se deben acotar todo lo posible el impacto de estas anomalías para poder trabajar en los rangos de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Dependiendo donde se acometa la conexión a red se pueden distinguir dos categorías según los niveles de tensión del sistema, con sus diferentes requisitos de acceso a la interconexión. Los sistemas son:

- Sistemas de transmisión: comprende al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas con una tensión nominal inferior a los 23 kV. La solicitud se debe de realizar al CDEC para obtener los permisos y poder coordinar la conexión.
- Sistema de distribución: Engloba las instalaciones destinadas a dar servicio a los usuarios finales. La tensión del sistema es igual o inferior a los 23 kV. A diferencia del sistema anterior, la conexión debe de gestionarse directamente con la empresa distribuidora, siendo la encargada de emitir la autorización necesaria.

En el caso de una ERNC la forma de proceder se dividiría en dos partes, la primera es el proyecto de conexión y la segunda son los permisos necesarios para establecer la

conexión. Con la primera parte se busca a través de la ingeniería minimizar el impacto económico, garantizándose las mejores condiciones en la reducción de costes y la maximización de los ingresos. Con la segunda fase que se realiza simultáneamente en el tiempo que la primera, se persigue el objetivo de acotar el impacto de seguridad y calidad del suministro eléctrico [14].

Las etapas de la fase del proyecto de conexión son las siguientes:

- **Etapas 1.** Identificar el punto de conexión.
  - Identificar las alternativas de conexión.
  - Uso del suelo.
  - Terrenos.
  - Nivel de tensión.
- **Etapas 2.** Evaluación de alternativas de conexión.
  - Trazado preliminar de la línea.
  - Nivel de tensión de las redes cercadas.
  - Requerimientos de la Tecnología para la evacuación de energía.
  - Solicitud de información de parámetros de la red.
  - Análisis de flujo de potencia.
  - Estudio ambiental.
  - Tramitación de concesiones.
- **Etapas 3.** Diseño del proyecto de conexión.
  - Determinación de los componentes principales:

La Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile ofrece en su página web una serie de fuentes para la valoración de costes de la ingeniería de perfil que supone estos estudios de cara a futuras licitaciones y adjudicaciones del proyecto.

Como se ha comentado anteriormente, paralelamente al proyecto de ingeniería se deben de realizar una serie de trámites. A continuación se describen las etapas de esta fase:

- Informar al operador
  - Ubicación, capacidad, punto de conexión...
- Elaboración de estudios
  - Flujos de potencia
  - Estabilidad transitoria
  - Cortocircuito
- Protocolos de pruebas
  - Puesta en servicio de protecciones.
  - Aislamiento de equipos
- Energización y puesta en servicio.

También existen unas exigencias y estándares mínimos que se deben de cumplir para poder operar de forma interconectada a los sistemas eléctricos del país, garantizando la calidad y la seguridad del suministro [14].

#### 1.5.7.1 EXIGENCIAS GENERALES

Las exigencias generales que deben de cumplir las centrales generadores que operen en el sistema eléctrico chileno deben de cumplir las siguientes especificaciones [14]:

- El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizarán de acuerdo a las normas nacionales aplicables. Cuando las normas nacionales no existan serán aplicadas normas internacionales emitidas por organismos internacionales tales como: International Electrotechnical Commission (IEC); American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI); Organización for Standardization (ISO); el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

#### 1.5.7.2 EXIGENCIAS DE DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Las exigencias mínimas de las instalaciones y equipamientos de la central generadora son las siguientes:

- La conexión de los transformadores deben de contar con un sistema de protecciones que cumplan con los tiempos máximos de máximos de despeje de fallas.
- Con el fin de mantener la estabilidad en el sistema, las unidades sincrónicas deberán de tener el equipamiento requerido para poder participar en el Control de Tensión.
- Se deberá de disponer del equipamiento necesario para participar en el Control Primario de Frecuencia, además se dispondrá de una entrada adicional para participar en el Control Secundario de Frecuencia cuando lo requiera el Operador de Red.

En el caso de las centrales fotovoltaicas deberá participar en el Control Primario de Frecuencias en el rango de sobrefrecuencias, por lo que se requiere el equipamiento adecuado para tal efecto.

- Se deberá disponer de partida autónoma cuando lo requiera el Operador de Red.
- Se deberá disponer del equipamiento necesario para participar en el Esquema de Desconexión Automática de Generación, así como en el Esquema de Desconexión de Reducción de Generación.
- En el diseño de las centrales se deberá de considerar un factor de potencia inductivo nominal de 0,92. Se deberá de entregar a la Operadora el diagrama P-Q para condiciones de tensión nominal en bornes para los extremos de las bandas de tensión admisibles de  $\pm 5\%$ .
- En el caso de parques fotovoltaicos se deberá diseñar unidades para mantener el servicio interconectado al sistema cuando la tensión fase-tierra de cualquier fase varíe como consecuencia de una falla en el sistema de transmisión dentro de la zona de la figura mostrada a continuación:

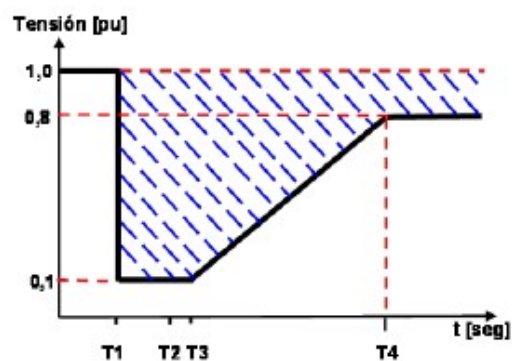


Figura 11.

Siendo:

$T1 = 0$  [ms], Tiempo de inicio de la falla.

$T2$  = Tiempo máximo de despeje de falla según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

$T3 = T2 + 20$  [ms]

$T4 = 1000$  [ms]

Además, en caso de producirse un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos, el control de tensión debe activarse dentro de un tiempo de 20 ms desde el despeje de la falla.

- El diseño de las instalaciones de la central fotovoltaica deberá de garantizar la operación en forma permanente entregando y absorbiendo de energía reactiva en el Punto de Conexión.

- Se deberá de entregar potencia activa bajo la acción del controlador Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para las variaciones de frecuencia que se produzcan dentro de los límites de operación, debiéndose aplicar de la siguiente manera:
  - A potencia nominal en un rango estable de 49,5 - 51 Hz.
  - Operar de manera estable en el rango de frecuencia 49,0 – 51,0 para tensiones comprendidas entre 0,95 u 1,05 p.u

### 1.5.8 LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE

Gracias a la mejora de las condiciones para el desarrollo de las ERNC en los últimos años, Chile ha visto como su esfuerzo en forma de leyes, apoyo a la inversión o mejora de recursos, se ha traducido en el interés de los inversores nacionales e internacionales en desarrollar proyectos de ERNC.

Con el objetivo de llevar a cabo una política energética sostenible ambientalmente y eficiente, sin que repercuta a la calidad del suministro, Chile ha apostado por las energías renovables regulando el sector eléctrico para adaptarlo a las peculiaridades de estas.

Desde que en el año 2008 entrara en vigor la Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas del mercado que venden la energía a los usuarios finales, que un porcentaje de la energía comercializada debe de ser procedente de ERNC, el crecimiento ha sido exponencial. Este crecimiento acaecido queda reflejado en las cifras, desde 2009 donde se llevaron a cabo proyectos renovables sumando un total de 1600 MW.

En la actualidad según el Reporte ERNC mensual emitido en el mes de Junio por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), Chile dispone de 2.267 MW provenientes de fuentes renovables no convencionales en operación, donde el mayor porcentaje proviene de energía eólica y en segundo lugar de energía solar. El año 2015 finalizará con más de 1000 MW adicionales de ERNC, siendo más del 800% de energía solar lo que supondrá que copará el 50% del mix energético de renovables [13].

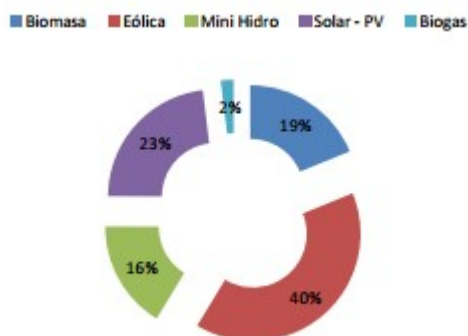


Figura 12. Capacidad instalada de ERNC hasta Junio 2015 [15].

### 1.5.9 LA FOTOVOLTAICA EN CHILE

Actualmente la energía fotovoltaica en Chile está liderando el número de proyectos de centrales eléctricas aprobados en el país. Según datos aportados por el CIFES, en el mes de marzo de 2015, Chile alcanzó los 516 MW instalados en energía solar fotovoltaica, llegando a generar en 2014 una energía de 103 GW.

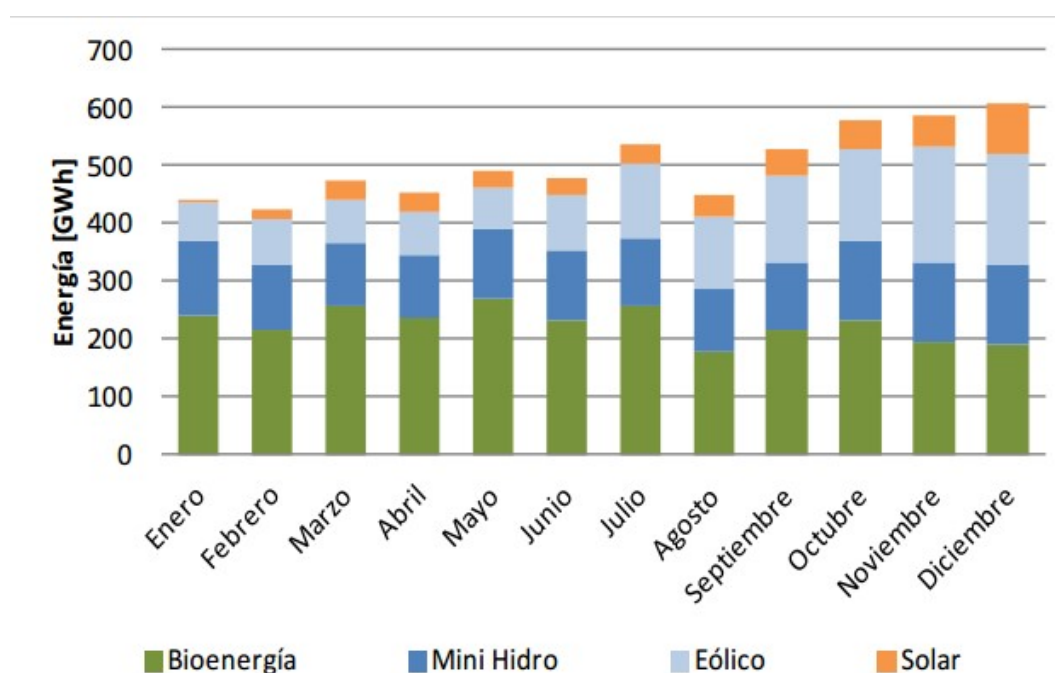


Figura 13. Generación ERNC en el Año 2014 [15].

El año 2013 fue el despegue definitivo de la fotovoltaica en el país andino, hasta ese año había instalados 4 MW de potencia. En dicho año se produjo un incremento superior al 10.000% llegando a los 402 MW de finales del año 2014. Actualmente se

encuentran en fase de ejecución proyectos de más de 1500 MW de energías no convencionales, donde el 80% corresponde a energía solar fotovoltaica.

Gracias a la potencia solar de zonas como el desierto de Atacama y a la creciente demanda existente en la zona minera del país, se sigue incrementando la construcción de numerosos proyectos de fotovoltaica.

Este aumento tan notable en la capacidad fotovoltaica del país no solo es debido al potencial del país en el recurso solar, sino al cambio del régimen jurídico que ha realizado el gobierno chileno, apostando fuertemente por este tipo de tecnología, facilitado así la entrada de numerosos inversores, tanto nacionales como extranjeros.



## 2.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

---

### 2.1 DEFINICIÓN

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que se consigue gracias a la conversión directa de la radiación solar en electricidad con la ayuda de un dispositivo semiconductor llamado “célula solar”, el agrupamiento de las mismas forman el módulo fotovoltaico [16].

### 2.2 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Entre las dos tipologías más destacadas de los sistemas fotovoltaicos podemos clasificar las instalaciones en conectadas a la red eléctrica o aisladas de la red eléctrica.

#### 2.2.1 INSTALACIONES AISLADAS DE LA RED

Decimos que un sistema solar fotovoltaico es aislado cuando no dispone de ninguna conexión a la red eléctrica convencional. La energía que necesita el consumidor la obtiene directamente del sol, para ello puede contar con una serie de acumuladores donde almacenar la energía y hacer uso de ella durante las 24 h del día.

La fotovoltaica es una tecnología capaz de dar soluciones de abastecimiento eléctrico en zonas rurales remotas donde es complicado disponer de una infraestructura eléctrica y de conexión a la red eléctrica.

Una instalación fotovoltaica aislada presenta varias ventajas respecto a sus competidores de tecnologías convencionales como los grupos diésel, además de ser una tecnología limpia y no contaminante, es modular lo que nos permite adecuar la instalación para la demanda presente o los requerimientos futuros. Además, una instalación aislada precisa de muy poco mantenimiento.

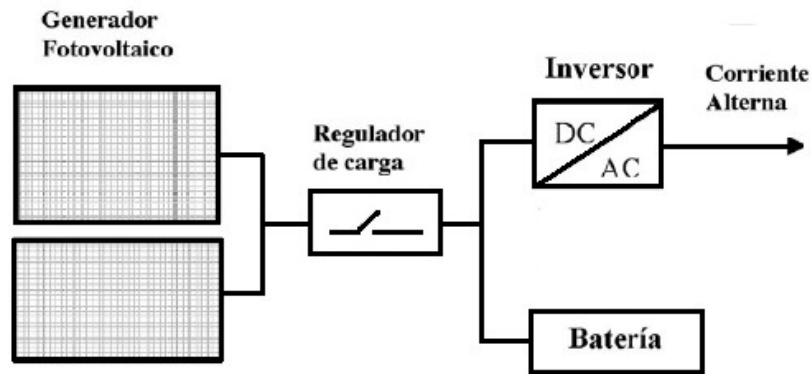


Figura 14. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado.

Los principales elementos de los que se compone una instalación solar fotovoltaica aislada son:

- Módulos solares.
- Regulador de carga.
- Acumuladores solares.
- Inversor fotovoltaico.

Este tipo de sistema aislado está presente en numerosas aplicaciones, las más destacadas son:

- Sistemas de respaldo en caso de fallo de la red eléctrica: iluminaciones de emergencia.
- Equipamiento urbano: farolas, parquímetros, señales luminosas, etc.
- Sistemas de bombeo: en pozos de zonas alejadas de la red eléctrica.

### 2.2.2 INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED

El objetivo principal de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica es la de obtener la máxima producción de energía eléctrica para la obtención de fines comerciales.

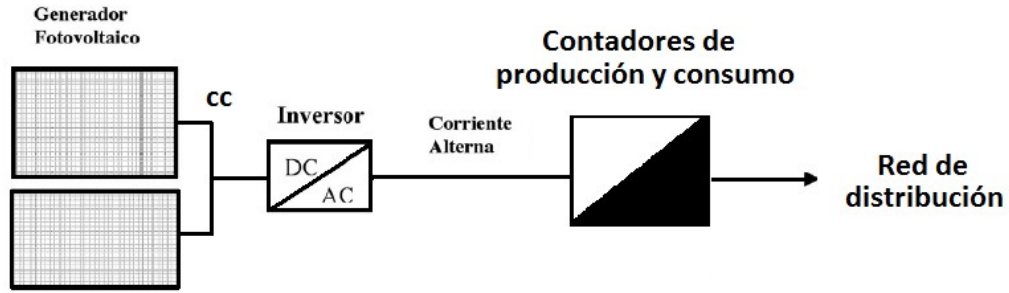


Figura 15. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Según sus aplicaciones, podemos dividir las instalaciones en tres grandes grupos:

- Central fotovoltaica: La instalación funciona como una central convencional de energía eléctrica, donde el total de la producción es inyectado a la red. La potencia supera los 100 kWp.
- Instalaciones residenciales: son instalaciones conectadas a red donde el uso es doméstico y en caso que haya excedentes se inyecta a la red. La potencia es de 1kWp a 25 kWp.
- Integración en edificios comerciales: la instalación fotovoltaica queda integrada arquitectónicamente en el edificio. Normalmente se trata de edificios comerciales, industriales o de oficinas. La potencia varía de 5kWp a 500kWp.



Figura 16. Imagen del World Games Stadium de Kaohsiung, Taiwan. Cubierto por 8.844 módulos solares.

En cuanto a la forma de conexión a la red, dependiendo del marco regulatorio del país, existen varias alternativas, siendo las más comunes las siguientes:

- Tarifa eléctrica fotovoltaica. Se trata de una tarifa que sirve para retribuir a través de una prima el kWh fotovoltaico. Se inyecta a la red el total de la energía producida sin considerar ningún consumo.
- Balance Neto. Conocido en muchos países como Net-metering, trata de compensar el saldo de energía eléctrica entre la red y el consumidor. La energía eléctrica fotovoltaica generada se emplea inicialmente para consumo propio, y en el caso de que se produzcan excedentes se inyectan a la red. En el caso de que lo contemple la regulación del país, el consumidor puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente del excedente vertido a la red [16].

## 2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

### 2.3.1 EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico es el elemento de la instalación encargado de captar la energía procedente del sol, y transformarla en energía eléctrica. Está compuesto por la asociación en serie y/o paralelo de un conjunto de módulos fotovoltaicos, encargados de proporcionar la energía demandada para el consumo.

Los módulos fotovoltaicos además de proporcionar los niveles de tensión e intensidad adecuados, también se encarga de la protección de las células frente a agresiones externas de la intemperie, dar rigidez mecánica, y aislar eléctricamente del exterior.

Cuando aumentamos o disminuimos el número de paneles en serie manteniendo constante la corriente, variamos el nivel de tensión. Si por el contrario, lo que variamos es el número paneles en paralelo, la tensión se mantiene constante y lo que variará será la corriente.

Para una instalación es importante que se utilice el mismo modelo y características de panel reduciendo así las pérdidas que puedan causar la dispersión de los parámetros eléctricos.

Para poder captar la energía solar, los módulos que componen el generador deben de situarse de la manera que pueda captar mayor cantidad de energía. El dimensionamiento del generador dependerá de:

- La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.
- El tiempo de uso a lo largo de un periodo.
- La aplicación que se le va a dar: aislado, conectado a red, etc.

La mayor cantidad de energía posible que puede recibir un generador es colocándose perpendicular a la dirección de los rayos del sol.

Para definir la orientación del generador, se emplean las coordenadas angulares con las que se determina la posición del Sol.

- Ángulo de inclinación ( $\beta$ ): es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal siendo su valor de  $0^\circ$  cuando se coloca en horizontal y  $90^\circ$  en vertical.
- Ángulo de acimut ( $\alpha$ ): es el ángulo que forma una dirección con el Norte geográfico

### 2.3.2 EL INVERSOR

Para poder inyectar electricidad a la red eléctrica es necesario convertir previamente la potencia generada en corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) a través de un inversor.

El inversor también tiene la función de sincronizar la instalación con la red generando una energía con la calidad que demanda el operador, además actúa de vigilante de tensiones, frecuencia, impedancia de red y se encarga de la desconexión cuando los valores no se encuentran en los límites establecidos.

Podemos dividir a los inversores en diferentes etapas:

- Etapa de control principal: esta etapa está compuesta por los elementos de control y por sistemas de generación de onda PWM.
- Etapa de control de red: es la parte encargada de la sincronización con la red eléctrica mediante el ajuste de la tensión, el sincronismo y la fase de la onda que se inyecta a la red.
- Etapa de potencia: en función de la potencia que deseemos, puede ser única o modular. Utiliza filtros para entregar la potencia deseada a la red con la calidad de onda especificada por las exigencias del operador.
- Protecciones: el inversor debe protegerse de los rangos de tensiones que estén fuera del margen establecido, así como de temperaturas, fallos en la red eléctrica, etc.
- Monitorización de datos: para almacenar los datos disponen de pequeños microprocesadores.

Los parámetros principales que definen a un inversor son los siguientes:

- **Tensión nominal (V):** Tensión que se aplica a las conexiones de entrada del inversor.
- **Potencia Nominal (VA):** potencia entregada por el inversor de manera continuada.
- **Potencia activa (W):** Potencia real entregada por el inversor.

- **Capacidad de sobrecarga:** Capacidad del inversor para entregar una potencia más elevada a la nominal.
- **Rendimiento:** cociente entre la potencia de salida y de entrada del inversor.

Las características deseables para un inversor son las siguientes:

- Fiabilidad, sobre todo con los picos de arranque.
- Buen control de la regulación de tensión y frecuencia.
- Que ofrezca seguridad.
- Rendimiento elevado para un rango alto de potencias.

Para la instalación se requerirá un inversor que sea capaz de trabajar con el máximo rendimiento para poder extraer la máxima potencia posible del sistema.

Las características más importantes del inversor seleccionado para la instalación son las siguientes:

Características Técnicas	
<b>Fabricante</b>	SolarMax
<b>Modelo</b>	990 TS-SV
<b>Rango de tension MPP</b>	450-800 [V]
<b>P<sub>NOMINAL</sub></b>	990 [KW]
<b>Tensión CC máxima entrada</b>	900 [V]
<b>Corriente CC máxima entrada</b>	2160 [A]
<b>Rendimiento máximo</b>	98%

Tabla 1. Características técnicas del Inversor seleccionado.

#### 2.3.4 ESTRUCTURA SOPORTE

La función de la estructura soporte es adaptar al generador a cualquier superficie. Además, deberá de cumplir las siguientes condiciones:

- Soportar sísmicos y vientos de 150 Km/h sin deformarse.
- Situar a los paneles en una altura que supere 1 metro con respecto al suelo.
- Debe de ser estática y asegurar la integración del panel en el medio en el que trabaja.
- Debe estar conectada a una toma de tierra que cumpla con las especificaciones que dicte la normativa.
- Debe ser resistente a las exigencias mecánicas y a la corrosión.
- La tornillería empleada para la sujeción de los módulos debe de ser de aluminio anodizado o acero inoxidable.

Las estructuras utilizadas deberán satisfacer la norma NCh 2396. Deben de ser fijas, con un ángulo de inclinación de 30<sup>a</sup> orientados hacia el sur y no arrojarán sombra sobre los paneles. El fabricante elegido para el suministro de las estructuras soporte es Atersa.

### 2.3.5 CONTADOR

El contador es el dispositivo encargado de medir la energía producida y que es vertida a la red, con el fin de facturarse bajo la tarifa vigente.

Por el tipo de instalación se precisarán dos contadores que estarán situados entre el inversor y la red eléctrica. Uno ha de instalarse para realizar las mediciones de energía generada por la instalación y entregada a la red, mientras que el otro contador medirá, en caso de que se requiera, la energía importada por la red. Existen contadores bidireccionales que cumplen con las dos funciones.

## 2.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### 2.4.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

Conocemos como efecto fotovoltaico al fenómeno físico que interviene en la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este fenómeno se debe a la interacción de la radiación luminosa con los electrones de materiales semiconductores.

La fabricación de las células solares se lleva a cabo con materiales semiconductores, que tienen la propiedad de trabajar como aislante cuando están sometidos a bajas temperaturas, y como conductores cuando la energía es aumentada. En la actualidad, la mayoría de las células solares empleadas se componen de silicio, pero continuamente se está invirtiendo en I + D y la gama de materiales es más amplia.

El principio de funcionamiento se basa en el efecto fotoeléctrico sobre materiales semiconductores. Cuando un material semiconductor es expuesto a la incidencia de la luz, un fotón de energía transmite su energía a los electrones, rompiendo el enlace que les mantenía unidos y creando un hueco en el átomo. El electrón circula libremente hasta otro hueco para poder llenarlo, disipándose la energía liberada por el fotón en forma de calor. Bajo este principio, la función de la célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material, produciéndose una diferencia de potencial.

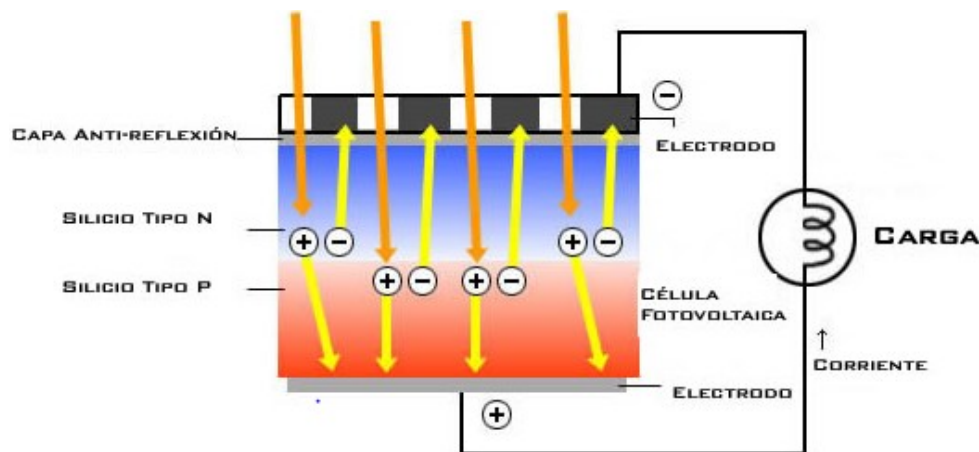


Figura 17. Efecto fotovoltaico.

A través de la unión entre las capas P y N, se crea un campo eléctrico, donde los electrones libres de la capa n entran en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p, quedando una carga negativa en la región p y una carga positiva en la región n. Mediante un conductor externo, se conectan ambas regiones generándose un flujo de electrones, conocido como corriente eléctrica, en la conexión.

El flujo de electrones seguirá mientras la luz incida sobre la celda fotovoltaica, variando dicho flujo según la intensidad de la luz incidente.

#### 2.4.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Las células más extendidas y utilizadas son las que utilizan como material semiconductor el silicio. A continuación, se describen los tipos de células de silicio que existen en el mercado:

- Silicio monocristalino: se obtiene a partir del silicio fundido, que al enfriarse se forma un cristal de grandes dimensiones, que es cortado en forma de obleas cuadradas muy finas que dan lugar a las células de azul uniforme. Son las que poseen una mayor eficiencia de conversión, alcanzando el 16%. El principal inconveniente que presentan es su elevado coste.



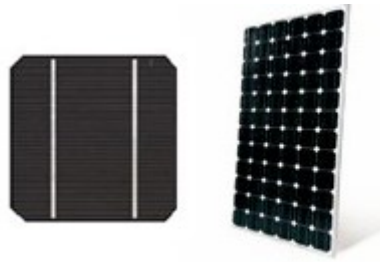


Figura 18. Módulo de silicio monocristalino.

- Silicio policristalino: se obtiene a partir del enfriamiento en un molde, donde se forman varios cristales. El resultado es un aspecto azulado no uniforme donde se distinguen diferentes colores creados por los cristales. Al tratarse de un silicio de menor pureza, el coste es menor pero también su rendimiento llegando a ser del 14%.

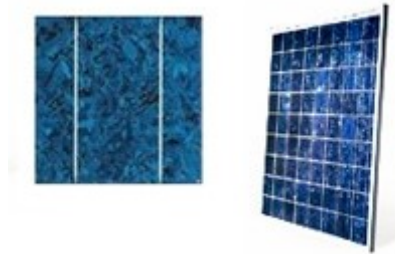


Figura 19. Módulo de silicio policristalino.

- Silicio amorfo: es producida mediante la deposición de capas muy finas de silicio sobre vidrio, siendo de un color gris oscuro. Es la menos costosa y aunque posea un rendimiento muy bajo, necesita una luz difusa muy baja para su funcionamiento.

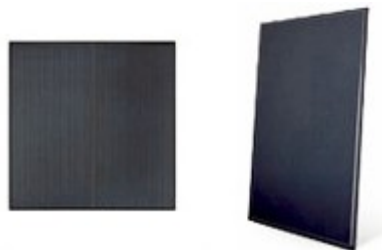


Figura 20. Módulo de silicio amorfo.

#### 2.4.5 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL PANEL FOTOVOLTAICO

El funcionamiento eléctrico de un módulo solar puede ser representado a través de su curva característica I-V y P-V con valores de irradiancia y temperatura constantes. En la curva I-V se sitúa el punto de trabajo de la célula donde la intensidad que aporta la célula y la resistencia del receptor impone el valor de la tensión a través de la Ley de Ohm.

$$V_L = I_L * R$$

En donde:

R: resistencia del receptor en Ohmios [ $\Omega$ ]

$I_L$ : Intensidad que suministra la célula fotovoltaica en Amperios [A]

$V_L$ : tensión en el receptor en Voltios [V]

La potencia que entrega la célula es representada a través de la curva P-U, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_L = V_L * I_L$$

En donde:

P: Potencia que entrega la célula en Wattios [W]

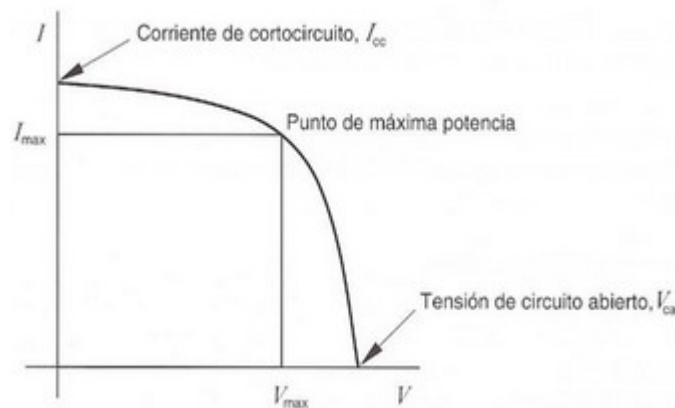


Figura 21. Curva característica I-V

Los parámetros característicos que definen un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): es la máxima intensidad que se genera en el módulo cuando no existe ningún consumo conectado, cortocircuitándose los bornes.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectado ningún consumo, estando los bornes en el aire.
- Punto de máxima potencia ( $I_{mp}, V_{mp}$ ): es el punto para el cual la potencia que entrega el panel es la máxima, consiguiendo el mayor rendimiento.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que es capaz de entregar el módulo y el producto de  $I_{cc} \cdot V_{ca}$ . Suele oscilar entre un rango de 0,7 y 0,8.
- Eficiencia o rendimiento: Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que es capaz de entregar el panel y la potencia de radiación solar incidente. Suele oscilar entre el 10% y el 18%.

#### 2.4.6 CIRCUITO EQUIVALENTE

El circuito equivalente de las células solares está constituido por un generador de corriente y un diodo de unión ideal.

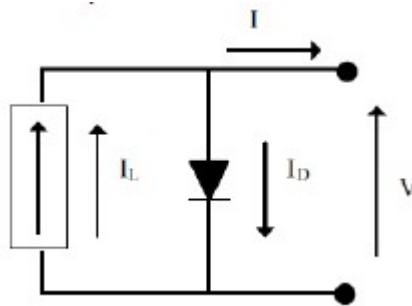


Figura 22. Circuito equivalente.

Las pérdidas las representamos en forma de resistencia,  $R_s$  y  $R_p$ . La resistencia en serie corresponde a la resistencia ofrecida por los contactos metálicos con el material semiconductor. La resistencia en paralelo corresponde a las fugas de corriente proporcionales a la tensión que ocurren en los bordes de la célula.

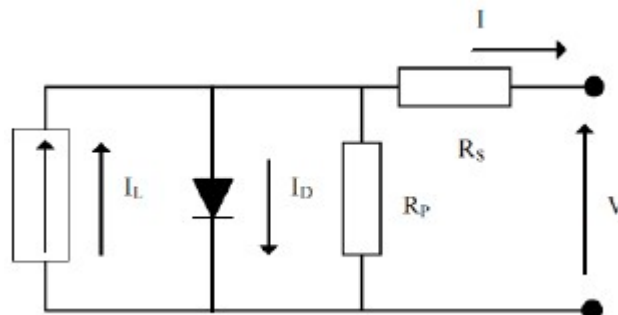


Figura 23. Circuito equivalente.

#### 2.4.7 ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Denominamos módulo fotovoltaico al conjunto de células solares conectadas entre sí. La gran mayoría de los módulos fotovoltaicos que se comercializan están compuestos por un número de células de entre 36 y 96 conexionadas en serie. Un módulo fotovoltaico debe de estar provisto de una protección eléctrica y mecánica frente a los agentes externos.

Un módulo fotovoltaico se compone de los siguientes elementos:

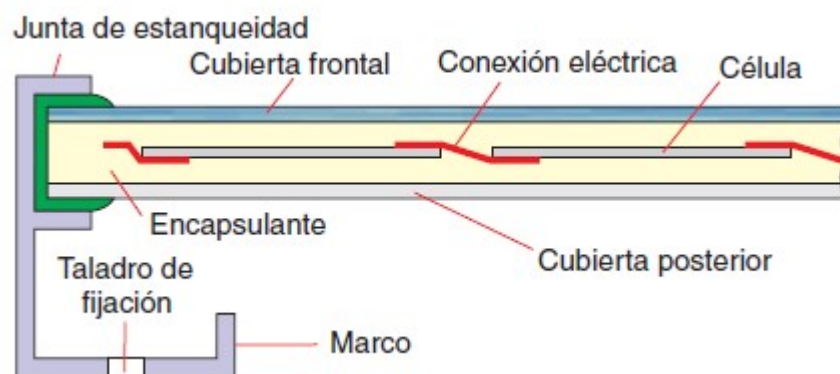


Figura 24. Estructura del módulo fotovoltaico.

- Cubierta frontal: como normal general el material utilizado es el vidrio templado con espesor aproximado de 4 mm con una capa antirreflexiva, permitiendo la captación solar e impidiendo la acumulación de suciedad. Dota al módulo de protección frente a agentes externos como impactos o agentes atmosféricos.
- Encapsulado: Protege el conexionado entre células, además de evitar las vibraciones y los impactos. Posee la característica de permitir la transmisión solar sin sufrir degradación por la radiación recibida. El material más empleado para la fabricación del encapsulado es EVA.
- Cubierta posterior: Al igual que la cubierta frontal se encarga de la protección del módulo frente a agentes atmosféricos, además de actuar como aislante eléctrico. Puede estar fabricados de materiales como TEDLAR.
- Conexiones: están situadas en la parte trasera del módulo. Se trata de una caja de plástico capaz de soportar altas temperaturas, en ella se encuentran los bornes y los diodos.

El conexionado de las células se realiza mediante cintas metálicas que van soldadas en la rejilla de la conexión eléctrica. Uniéndose unas con otras a través de cintas de la cara frontal de una célula con la posterior de la siguiente.

- Marco: son fabricadas de aluminio anodizado. Aporta al panel rigidez y resistencia mecánica, además de servir como un elemento de fijación.

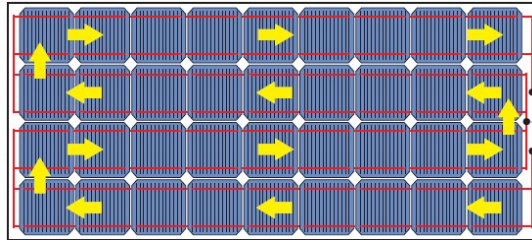


Figura 25. Conexionado de las células fotovoltaicas.

## 2.4.8 EFECTO DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA SOBRE EL MÓDULO

### 2.4.8.1 EFECTO DE LA IRRADIANCIA

Las condiciones de funcionamiento a las que se ve sometida una célula fotovoltaica son muy amplias, trabaja a diferentes valores de irradiancia y temperaturas que en algunos casos pueden ser muy elevadas. Para el buen funcionamiento de la célula es importante como afectan estas condiciones a su comportamiento.

El siguiente gráfico muestra diferentes curvas I-V de una célula solar, observando el efecto de la irradiancia y de cómo varía la intensidad de cortocircuito al variar esta.

En el caso de la tensión a circuito abierto la variación por el efecto de la irradiancia es mínima y prácticamente se mantiene constante.

En el diagrama V-I se puede ver el punto de máxima potencia para cada valor de irradiancia.

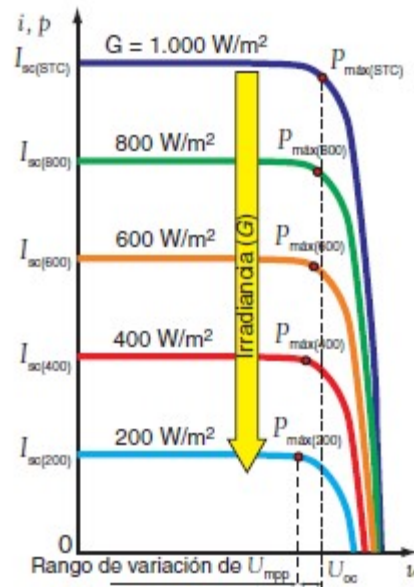


Figura 26. Curva característica I-V en función de la irradiancia.

#### 2.4.8.2 EFECTO DE LA TEMPERATURA

Cuando aumenta la temperatura el efecto que tiene en la intensidad de cortocircuito resulta despreciable a efectos prácticos ya que dicha variación es mínima, sin embargo la tensión a circuito abierto varía de forma considerable, disminuyendo conforme va aumentando la temperatura. Como resultado a estas variaciones la potencia disminuirá al aumentar la temperatura.

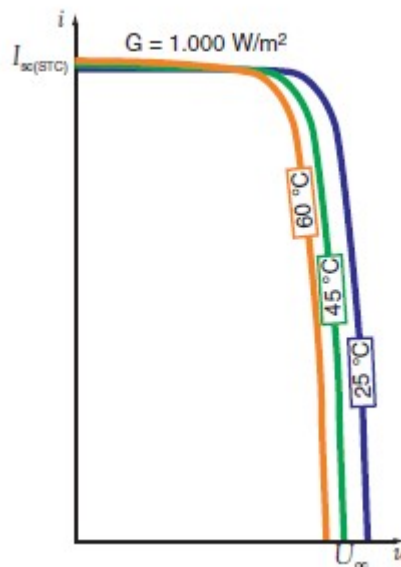


Figura 27. Curva característica I-V en función de la temperatura.

## 3.-DIMENSIONAMIENTO

---

### 3.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

En este apartado se procederá a realizar el dimensionado de los distintos dispositivos de los que está compuesta la instalación solar fotovoltaica, con el fin de cumplir con los objetivos de su aplicación.

### 3.2 DIMENSIONADO DEL GENERADOR

El módulo seleccionado es el SM 240 U, de la marca SUNWAYS. Se trata de un panel de alto rendimiento de 240 Wp de silicio policristalino con 60 células de alta eficiencia. La relación peso/potencia es de las más bajas que el mercado nos ofrece, siendo uno de los productos más ligeros pudiendo ahorrar costes de instalación y tiempo.

Las características más importantes del módulo seleccionado son las siguientes:

Características Técnicas	
<b>Fabricante</b>	SUNWAYS
<b>Modelo</b>	SM-240-U
<b>Tecnología</b>	Silicio Policristalino
<b><math>I_{PMP}</math></b>	7,9 [A]
<b><math>V_{PMP}</math></b>	30 [V]
<b><math>I_{sc}</math></b>	8,35 [A]
<b>Voc</b>	36,9 [V]
<b><math>P_{MPP}</math></b>	240[W]

Tabla 2. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.

La instalación tiene contemplada en el diseño una potencia de 4000KWp, debiéndose dimensionar para dicha potencia. Para el diseño se emplearán módulos de 240 Wp, determinándose la cantidad de los mismos que se instalarán.

Para calcular en N° de módulos que se necesitan para entregar con la potencia nominal establecida, se emplea la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} = \frac{P_T}{P_m}$$

Siendo:

$N^{\circ}$ : El número mínimo de módulos necesarios.

$P_T$ : Potencia total del sistema.

$P_m$ : Potencia del módulo.

El resultado que se obtiene es:

$$N^{\circ} = \frac{4000000}{240} = 16.667 \text{ paneles}$$

La cantidad resultante de paneles se conectarán formando ramas en serie y en paralelo según los datos obtenidos en el simulador.

El número máximo de paneles que se pueden instalar en función del inversor y el módulo elegido viene determinado por la siguiente fórmula:

$$N_{\max m} = \frac{P_{\max inv}}{P_{\max m}}$$

Siendo:

$P_{\max inv}$  la potencia máxima del inversor

$P_{\max m}$  la potencia máxima del módulo

El resultado obtenido es:

$$N_{\max m} = \frac{990}{240} = 4.125 \text{ paneles}$$

La cantidad obtenida hace referencia a la cantidad máxima de paneles que se deben de conectar a cada inversor.

### 3.2.1 CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS EN SERIE

Una vez conocidos el número máximo de paneles a instalar por cada inversor, es necesario calcular el número máximo que se pueden conectar en serie y en paralelo.

El número máximo de paneles por cadena lo determinaremos con la relación de la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del panel a la temperatura mínima considerada.

$$U_{ca}(T_{\min}) = U_{ca}(25^{\circ}) - [(T_{\min} - 25)] \Delta U$$



Siendo:

$U_{ca}$  la tensión a circuito abierto de los módulos

$\Delta U$  Variación de la tensión en función de la temperatura.

Atendiendo a las especificaciones del fabricante que de módulos obtenemos los siguientes valores:

$$U_{ca} = 36,8 \text{ V}$$

$$U_{ca} (\% / K) = -0,31 \text{ equivalente a } -0,11408 \text{ V / K}$$

Introduciendo los valores en la ecuación, el resultado de la tensión de circuito abierto a la temperatura mínima es equivalente a  $U_{ca}(T_{\min}) = 40,89 \text{ V}$

Por lo tanto, el número máximo de módulos en serie será:

$$N_{max \text{ serie}} = \frac{800}{40,9} = 20 \text{ paneles}$$

El número mínimo de paneles en serie viene definida por la tensión la tensión mínima de entrada al inversor y de la tensión en el punto de potencia máxima a una temperatura considerada. En este caso, consideraremos una potencia de 70°C.

$$N_{min \text{ serie}} = \frac{V_{mpp \text{ inv}}}{V_{mpp (Tmax)}} = 18 \text{ paneles}$$

$$U_{ca}(T_{\min}) = 34 + [(70-25)] (-0,11408) = 28,29 \text{ V}$$

### 3.2.2 CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS EN PARALELO

El número de módulos en paralelo lo determinaremos con la siguiente expresión:

$$N_{max m} = \frac{P_{mpp g}}{P_{mpp \text{ cadena}}}$$

Siendo:

$P_{mpp g}$  la potencia máxima del generador

$P_{mpp \text{ cadena}}$  la potencia máxima de una cadena

El número de paneles en serie obtenidos en cada cadena es de 19, y sabiendo que cada panel tiene una potencia de 240 Wp, la potencia en cada cadena de 4260 Wp.

El número total de cadenas obtenido es de:

$$N_{\max m} = \frac{4000000}{4260} = 877 \text{ cadenas}$$

La configuración obtenida es de 19 paneles en serie x 877 cadenas en paralelo entregando una potencia igual a 4MW.

### 3.3 DIMENSIONADO DE INVERSOR

El dimensionado del inversor se debe de realizar a la par con el dimensionado de módulos. En primer lugar debemos de conocer la tensión de entrada del inversor de acuerdo a la configuración del sistema:

$$V_{ent inv} = N_{m serie} * V_{pmp m} = 19 * 30 = 570 V$$

Entrando el valor dentro del rango impuesto por el fabricante de 450 – 800 V.

A continuación, se comprobará la intensidad de cortocircuito máxima por cada rama de módulos en serie, con el objetivo de verificar que no supere la intensidad máxima admisible de entrada al inversor. Para realizar el cálculo es necesario saber que dicha intensidad de cortocircuito alcanza su valor máximo cuando la temperatura del módulo alcanza el valor más alto.

$$I_{cc \max m} = I_{cc(25^\circ)} - [(25 - T_{\max})] (\Delta I / \Delta T)$$

Siendo:

$I_{cc \max m}$  la máxima intensidad soportada por el módulo.

$I_{cc(25^\circ)}$  la intensidad del módulo en cortocircuito.

$T_{\max}$  la máxima temperatura de trabajo del módulo según el fabricante.

$\Delta I / \Delta T$  es la variación de la intensidad en función de la temperatura según el fabricante.

Teniendo en cuenta que el dato de temperatura máxima ofrecido por el fabricante es de 85° y la variación de la intensidad con respecto a la temperatura es de 0,06 %/°C siendo equivalente a 5,01 mA/°C, el resultado obtenido es:

$$I_{cc \max m} = 8,35 - [(25 - 85)] * 0,00501 = 8,65 A$$

Siendo la corriente máxima de entrada del inversor igual a:

$$I_{ent inv} = I_{cc \max m} * N_{m paralelo} = 8,65 * 220 = 1903 A$$

$$1903 \text{ A} < 2160 \text{ A} = I_{\text{max inv}}$$

Se emplearán 4 inversores para cumplir con las especificaciones del fabricante.

### 3.4 DIMENSIONADO DEL CABLEADO

Para dimensionar el cableado de la instalación se deben tener en cuenta los dispositivos y elementos que trabajan con corriente continua y los que trabajan con corriente alterna.

El dimensionado del cableado debe realizarse cumpliendo las exigencias mínimas y las especificaciones que establece la norma chilena Nch 2896.Of2004 para instalaciones de consumo en baja tensión.

### 3.5 CABLEADO DE LA INSTALCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

El tramo de corriente continua de la instalación va desde el módulo fotovoltaico hasta el inversor. El cálculo de la sección de corriente continua se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{C * u}$$

Siendo:

S la sección del conductor

L la longitud del conductor

C la conductividad del cobre

u la máxima caída de tensión en %

I<sub>cc</sub> la máxima corriente que circula por el conductor

### 3.6 CABLEADO DE LA INSTALCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

Para dimensionar el conductor trifásico del trazado de corriente alterna que une el inversor centro de transformación se emplea la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{C * u} = \frac{L * P}{C * u * U}$$

Siendo:

S la sección del conductor

L la longitud del conductor

C la conductividad del cobre

u la máxima caída de tensión en %

U la tensión de salida del inversor.

P la máxima potencia del inversor.

# 4.-ANÁLISIS EXPERIMENTAL

---

## 4.1 INTRODUCCIÓN

El uso de la energía solar en el mundo, en especial la fotovoltaica, está adquiriendo cada vez más presencia en el entorno en que vivimos, desde una calculadora a una central generadora de energía. En este caso, se realizará un estudio energético de una central solar fotovoltaica de 4 MW. Para poder llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de estas características es necesario realizar un estudio previo que determine la rentabilidad de la instalación, para ello, se deben tener en cuenta factores tanto técnicos como económicos.

Desde el punto de vista técnico, se debe elegir el emplazamiento que mayor recurso solar tenga, para así poder maximizar la producción energética. Además se debe dimensionar la instalación de manera idónea, sin sobredimensionarla para evitar un sobrecoste que pueda suponer la inviabilidad del proyecto.

El factor económico es el más determinante a la hora de dar el visto bueno al desarrollo de un proyecto, por ello es de vital importancia el entorno socio-económico del mismo, ya que para recuperar y amortizar la inversión realizada son muy importantes tanto el marco regulatorio del país y los futuros planes de desarrollo de las energías renovables como los precios de venta de la electricidad y los incentivos. Si estos parámetros son favorables resulta más fácil obtener la rentabilidad de la instalación y un futuro crecimiento de la misma.

En este apartado se realizará un estudio energético de la instalación solar fotovoltaica situada en la localidad de Calama, región de Antofagasta, en Chile. Para realizar el estudio se ha hecho uso del programa PVsyst 6.39. Al estar situado en el desierto, sin la presencia de obstáculos, se ha desestimado realizar el estudio del sombreado.

A través del análisis obtendremos la producción energética anual de la instalación y se determinarán los principales parámetros característicos de la instalación, tanto técnicos como económicos con el fin de determinar la viabilidad del proyecto.

## 4.2 ESTUDIO ENERGÉTICO

### 4.2.1 UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Para realizar un proyecto de una planta solar fotovoltaica es de vital importancia conocer bien la ubicación, ya que de ello dependen parámetros tan importantes como la

inclinación de los módulos fotovoltaicos o la radiación solar incidente, y por tanto repercutirá en la producción de energía eléctrica.

La instalación objeto de estudio del presente documento se encuentra emplazado en las proximidades de la ciudad chilena de Calama, situada en la zona Norte Grande, en la región de Antofagasta. La zona pertenece al Sistema Interconectado Norte Grande (SING), donde en la actualidad se están desarrollando numerosos proyectos de plantas fotovoltaicas. Se ha optado por esta localización por las siguientes características que nos ofrece el emplazamiento:

- El lugar posee una de las radiaciones más altas de Chile y las condiciones climatológicas son buenas para este tipo de tecnología, dando lugar a la generación de una mayor producción de energía. Además el lugar elegido cuenta con pocos accidentes geográficos.
- Se encuentra cerca de la red de distribución y de la zona de consumo, disminuyendo así los costes asociados a la interconexión de la planta.
- Acceso directo a través de carretera. Reduciendo los costes de construcción y de operación de la planta.

A continuación, se muestran los datos del emplazamiento y un mapa de su ubicación.

- Latitud:  $22.5^{\circ} S$
- Longitud:  $68.9^{\circ} N$
- Elevación: 2316 metros

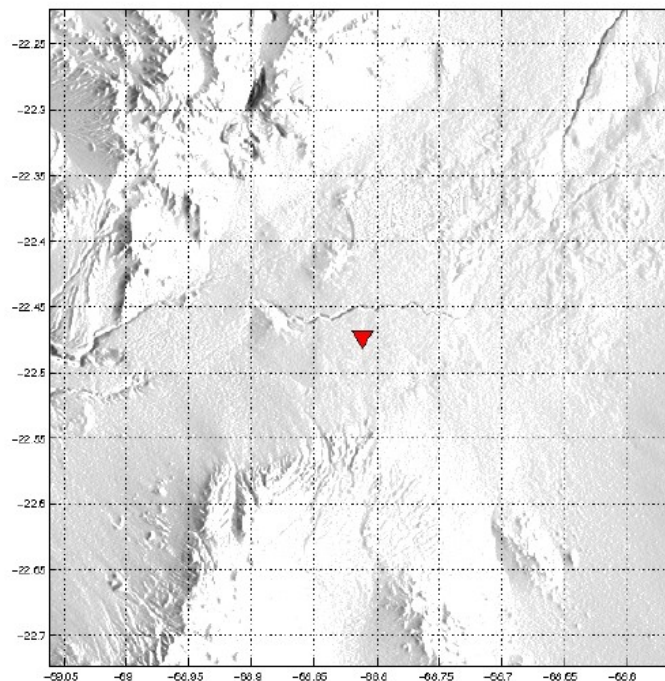


Figura 28. Ubicación planta solar fotovoltaica.



Figura 29. Ubicación de Calama.

#### 4.2.2 RADIACIÓN SOLAR

La fuente original de los combustibles fósiles, la hidráulica, la energía eólica y la energía fotovoltaica es el sol. La energía que procede directamente del sol en forma de ondas electromagnéticas recibe el nombre de radiación solar. Las radiaciones que forman la energía están formadas por distintas longitudes de onda.

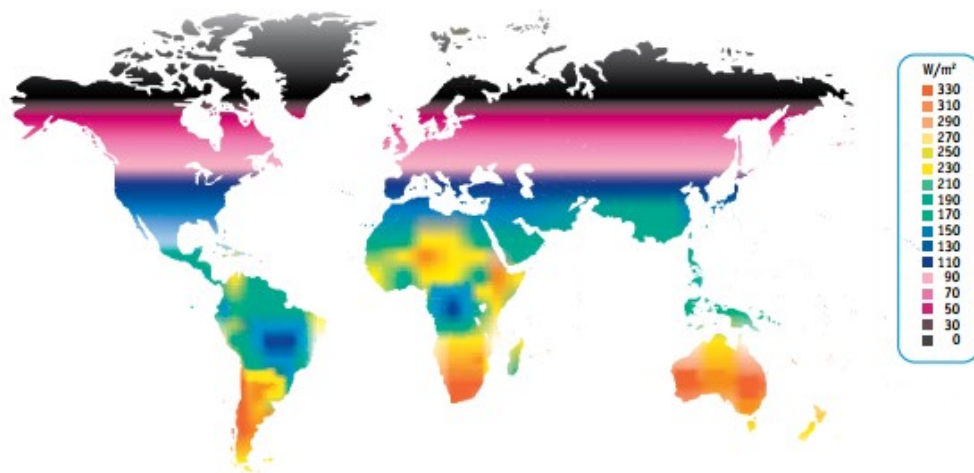


Figura 30. Mapa de la radiación solar mundial

No toda la energía proveniente del sol llega a la superficie terrestre, al atravesar la atmósfera sufrirá varios fenómenos de reflexión, difusión y absorción, en gran parte

debido al vapor de agua y a los gases atmosféricos. La radiación global que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por la suma de tres componentes:

- **Radiación directa (B):** es la radiación que llega directamente del sol, sin llegar a dispersarse.
- **Radiación difusa (D):** radiación que llega a la superficie procedente de la atmosfera.
- **Radiación de albedo (R):** es la procedente del suelo u otros objetos, dependiendo de la naturaleza de estos.

Para cuantificar la radiación solar se emplean las siguientes magnitudes:

- **Irradiancia:** es la radiación incidente por unidad de superficie, indicándonos la intensidad de la misma. Su unidad es  $[W/m^2]$
- **Irradiación:** es la cantidad de radiación recibida en un periodo de tiempo dado. Su unidad es  $[Wh/m^2]$

#### 4.2.3 RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA

La radiación solar promedio que nos llegaría a un módulo fotovoltaico con una inclinación dada, puede calcularse por medio de la siguiente ecuación:

$$G(\beta_{opt}) = \frac{G(0)}{1 - 4,46 * 10^{-4} * \beta_{opt} - 1,19 * 10^{-4} * \beta_{opt}^2}$$

En donde:

$G(\beta_{opt})$ : valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima ( $kWh/m^2$ )

$G(0)$ : media anual de la irradiación global horizontal ( $kWh/m^2$ )

$\beta_{opt}$ : inclinación óptima de la superficie en grados

#### 4.2.4 FACTOR DE IRRADIACIÓN (FI)

Cuando no es posible orientar e inclinar el módulo fotovoltaico de una manera óptima, se deben de considerar unas pérdidas, para ello se debe aplicar un coeficiente de reducción de carga llamado factor de irradiación (FI), obteniéndose con la siguiente ecuación:

$$FI = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$$

En donde:

FI: factor de irradiación

$\beta$ : inclinación real de la superficie en grados.

$\beta_{opt}$ : inclinación óptima de la superficie en grados



$\alpha$ : acimut de la superficie en grados.

#### 4.2.5 RADIACIÓN SOLAR DE LA LOCALIZACIÓN

Para poder realizar la simulación es muy importante disponer de los datos de la irradiación global horizontal media y el promedio mensual de temperatura ambiente. Para disponer de esta información existen numerosas bases de datos a las que se puede acceder gratuitamente.

El Ministerio de Energía de Chile ofrece una herramienta muy útil para la obtención de datos de recurso solar de cualquier zona del país. Consiste en un explorador solar gratuito donde se introduce la localización y te devuelve un reporte con la información. Aunque los datos ofrecidos por esta herramienta no han sido los utilizados en la simulación con PVsyst, sirve para hacer una evaluación previa del recurso disponible y ver que ubicación puede ser óptima para un proyecto de estas características.

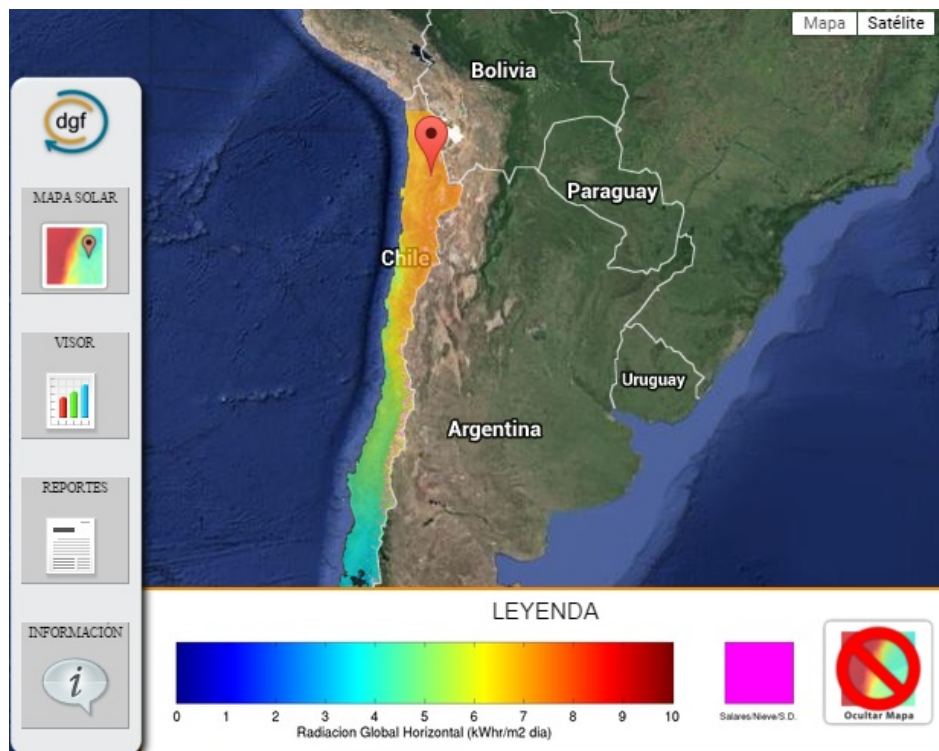


Figura 31. Explorador solar de Chile.

El Explorador Solar según los datos de la ubicación deseada nos genera un informe donde nos facilita los siguientes gráficos y tablas con los datos que necesitamos:

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	9.09	8.99	8.91	8.94	9.16	8.87	9.14	9.09	9.17	9.13	9.05
Febrero	8.64	8.62	8.34	8.62	8.69	8.75	8.66	8.64	8.45	8.53	8.59
Marzo	7.79	7.78	7.70	7.72	7.73	7.77	7.80	7.85	7.79	7.82	7.77
Abril	6.56	6.55	6.58	6.56	6.59	6.60	6.56	6.47	6.60	6.49	6.56
Mayo	5.38	5.45	5.46	5.49	5.44	5.49	5.50	5.41	5.48	5.54	5.46
Junio	4.94	4.86	4.90	4.85	4.78	4.84	4.86	4.84	4.82	4.97	4.87
Julio	5.01	4.98	5.11	5.08	5.07	5.08	5.04	5.08	5.07	5.15	5.07
Agosto	6.05	5.80	6.06	6.03	5.98	6.02	6.00	6.01	6.04	6.09	6.01
Septiembre	7.29	7.25	7.19	7.29	7.18	7.24	7.26	7.27	7.28	7.37	7.26
Octubre	8.44	8.46	8.42	8.36	8.37	8.52	8.40	8.37	8.50	8.49	8.43
Noviembre	9.14	9.11	9.05	8.99	9.02	9.22	9.01	9.13	9.10	9.21	9.10
Diciembre	9.25	9.33	9.23	9.27	9.30	9.21	9.22	9.22	9.02	9.27	9.23

Figura 32. Valor promedio de Radiación Global Horizontal Mensual en el emplazamiento.

La información de los datos del recurso solar del emplazamiento ha sido obtenida de la base de datos del programa METEONORM, a través del simulador PVSyst. Los datos obtenidos de irradiación global horizontal mensual son:

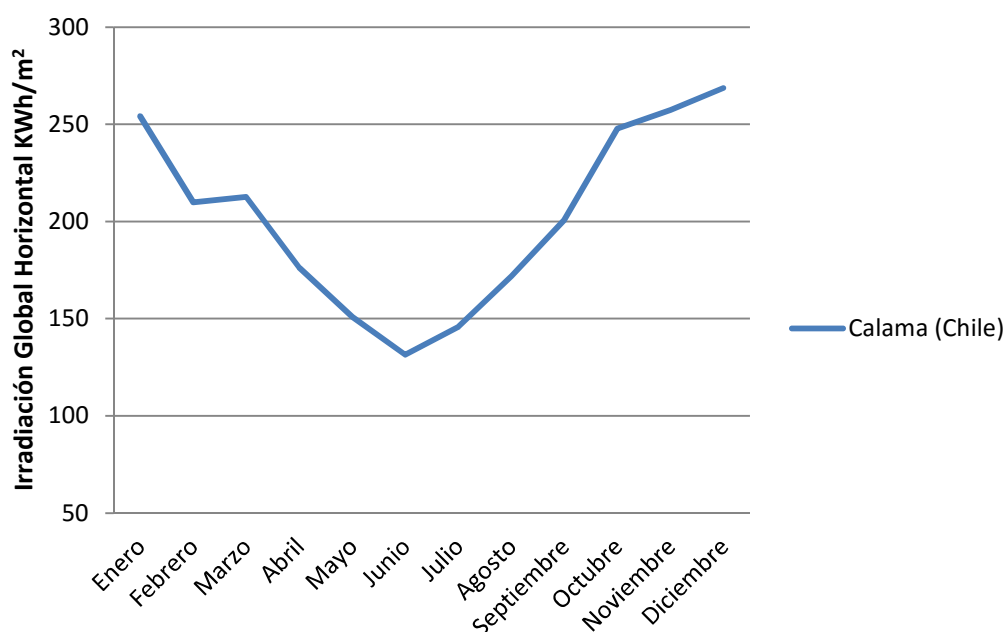


Figura 33. Gráfica del valor promedio de Irradiación Global Horizontal Mensual en el emplazamiento.

**Figura .. Valor promedio de Irradiación Global Horizontal Mensual en el emplazamiento.**

Una vez introducidos los meteorológicos en PVSYT, son almacenados en su base de datos de una manera automática juntos con las coordenadas geográficas elegidas.

#### 4.2.6 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Para minimizar el efecto de las sombras y lograr una mayor generación de energía es importante el estudio de la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos. Al tratarse de una extensión de terreno llana, tenemos libertad para orientar los paneles, ya que no viene impuesta por ningún tipo de edificación. Atendiendo al objetivo de captar la mayor energía posible, la orientación de los módulos debe de ser hacia el sur, ya que la región donde se instalarán se encuentra en el hemisferio norte. Esto implica que el valor del ángulo Acimut es  $0^\circ$ .

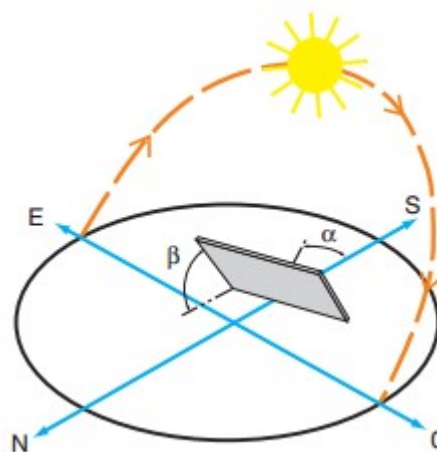


Figura 34. Orientación de una superficie en el hemisferio Norte.

El ángulo de inclinación, al tratarse de una instalación de soportes fijos, será de  $30^\circ$ . El programa nos muestra el porcentaje de pérdidas de la posición de los módulos elegida con respecto a los ángulos óptimos que estima el programa. Como se puede observar el porcentaje de pérdidas es cero, por lo que los ángulos seleccionados son muy próximos a los óptimos.

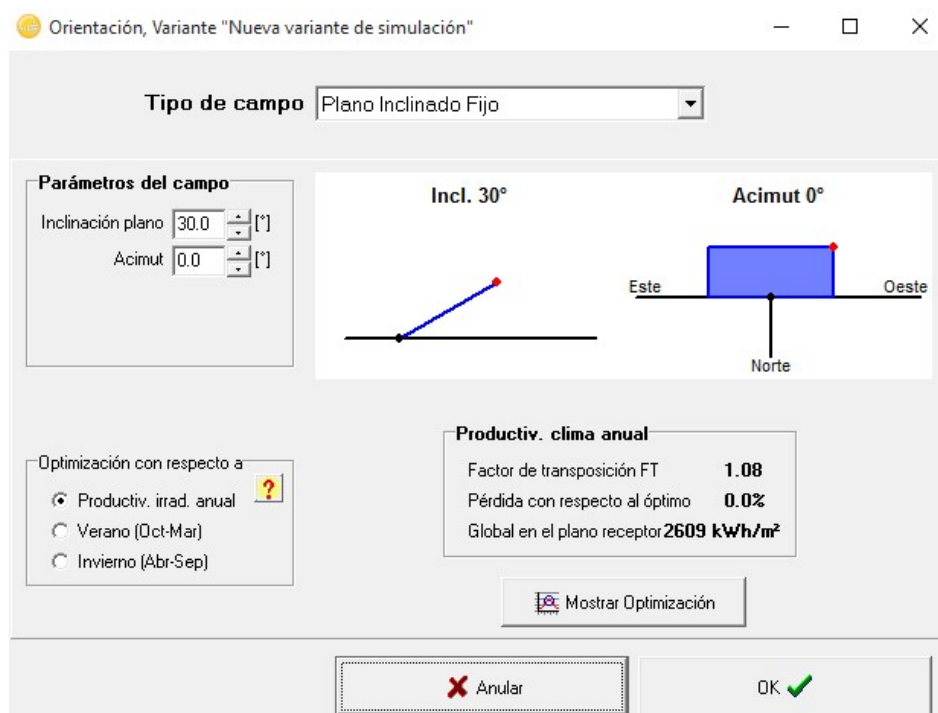


Figura 35. Selección de la orientación e inclinación en el programa PVSYST.

#### 4.2.7 SIMULACIÓN CON PVSyst

El análisis técnico de la instalación solar fotovoltaica conectada a red se evaluará a través del programa PVSYST, mediante una simulación realizada bajo unos parámetros elegidos para el diseño.

Con dicha simulación, podremos estudiar el comportamiento de la instalación en el emplazamiento elegido. El programa nos permitirá, a través de su catálogo, seleccionar tanto el módulo como el inversor a través de una amplia gama de productos de diferentes marcas y modelos.

El programa PVSyst nos permite introducir parámetros como las coordenadas de ubicación, la inclinación y orientación de los módulos o la distancia entre paneles.

El simulador nos ofrece la posibilidad de optimizar el sistema adaptándose a la superficie disponible, o en función de una potencia de diseño. En este caso, al tratarse de una extensión de terreno sin limitaciones arquitectónicas se configurará para una potencia de 4 MW.

Para conseguir generar la potencia deseada se precisará de la siguiente combinación; 16.663 paneles solares del modelo SM240U del fabricante SUNWAYS. El número de inversores necesarios es de 4, el modelo seleccionado es el SUNWAY 3x330 TS-SV de 990 kW.

Definición de un sistema red, Variante "Nueva variante de simulación"

**Configuración global sistema**  
1 N° de tipos de sub-campos  
Esquema Simplificado

**Resumen sistema global**  
N° de módulos 16663 Potencia nominal FV 3999 kWp  
Superficie módulos 27196 m² Potencia máxima FV 4026 kWdc  
N° de inversores 4 Potencia nominal CA 3960 kWac

---

Generador FV

**Sub-array name and Orientation**  
Name: Generador FV  
Orient: Plano Inclinado Fijo Tilt 30° Azimuth 0°

**Ayuda al Dimensionado**  
☐ No Sizing Entrar Phom deseada 4000.0 kWp.  
☐ ... o superficie disponible 27203 m²

**Selección del módulo FV**  
Disponble actualmente Lista módulos por ☒ Potencia ☐ Tecnología Módulos aprox. necesarios 16667  
Sunways 240 Wp 25V Si-poly SM 240 U (240 Wp) Since 2010 Manufacturer 2C Abrir  
Tensiones de dimensionado: 25.6 V  
Voc (-10°C) 41.4 V  
☐ Use Optimizer

**Selección del inversor**  
Disponble actualmente Lista inversores por ☐ Potencia ☐ Tensión (máx) ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz  
SolarMax 990 kW 450 - 800 V TL 50 Hz Solarmax 3 x 330TS-SV Single MPPT Since 2010 Abrir  
N° de inversores 4 Tensión Funciona.: 450-800 V Pglobal inversor 3960 kWac  
Tensión máx de entrada: 900 V

**Diseño del generador FV**  
**N° de módulos y cadenas**  
Mód. en serie 19 entre 18 y 21  
N° de cadenas 877 entre 868 y 877  
Pérdida sobrecarg: 0.0 % Pérd. sobrecarg  
Relación Phom 1.01  
N° módulos 16663 Superficie 27196 m²  
Cond. de funcionamiento  
Vmp (60°C) 487 V  
Vmp (20°C) 589 V  
Voc (-10°C) 787 V  
Irradiancia plano 1000 W/m²  
Impp (STC) 6969 A  
Isc (STC) 7433 A  
Isc (en STC) 7323 A  
Máx. en bases STC  
Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C 3575 kW  
Potencia nom gener. (STC) 3999 kWp

Figura 36. Configuración de la instalación solar fotovoltaica.

En la imagen anterior, tomada del programa PVSYST, podemos observar algunas de las características principales de la instalación como son las condiciones de funcionamiento referente a tensiones y corriente. Además nos muestra la asociación de los paneles fotovoltaicos; 19 filas de módulos de 240 Wp en serie y 877 en paralelo a lo largo de una superficie de 27.196 m<sup>2</sup>.

A continuación, se muestra el esquema del sistema eléctrico de la instalación.



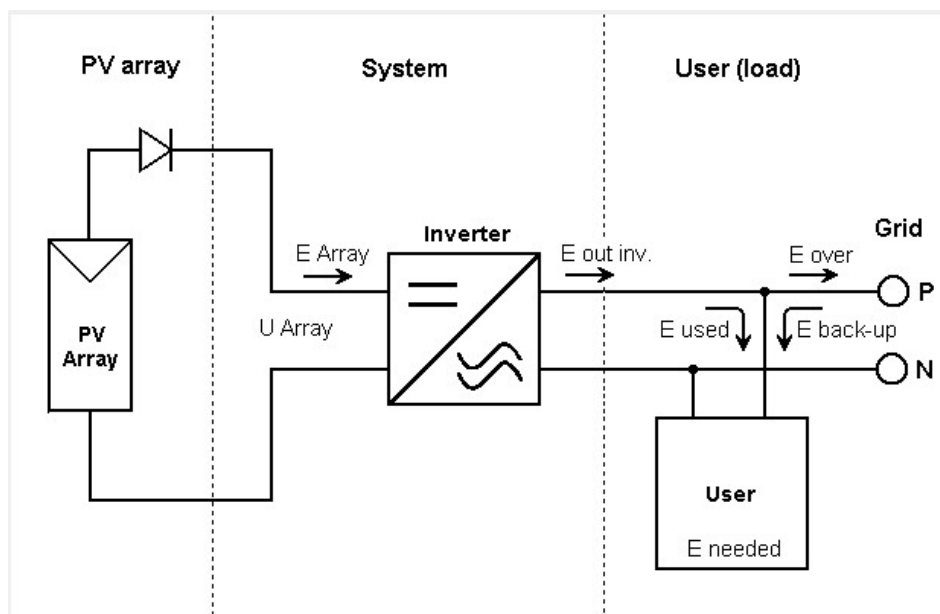


Figura 37. Sistema eléctrico simplificado de la instalación.

Una vez realizada la elección el modelo de módulo y de inversor y los anteriores parámetros, se puede realizar la simulación. El método empleado por el programa para la simulación será a través de balances energéticos horarios a lo largo de un año. El programa en función de los módulos fotovoltaicos empleados buscará la combinación más eficiente que nos pueda reportar la máxima cantidad de energía.

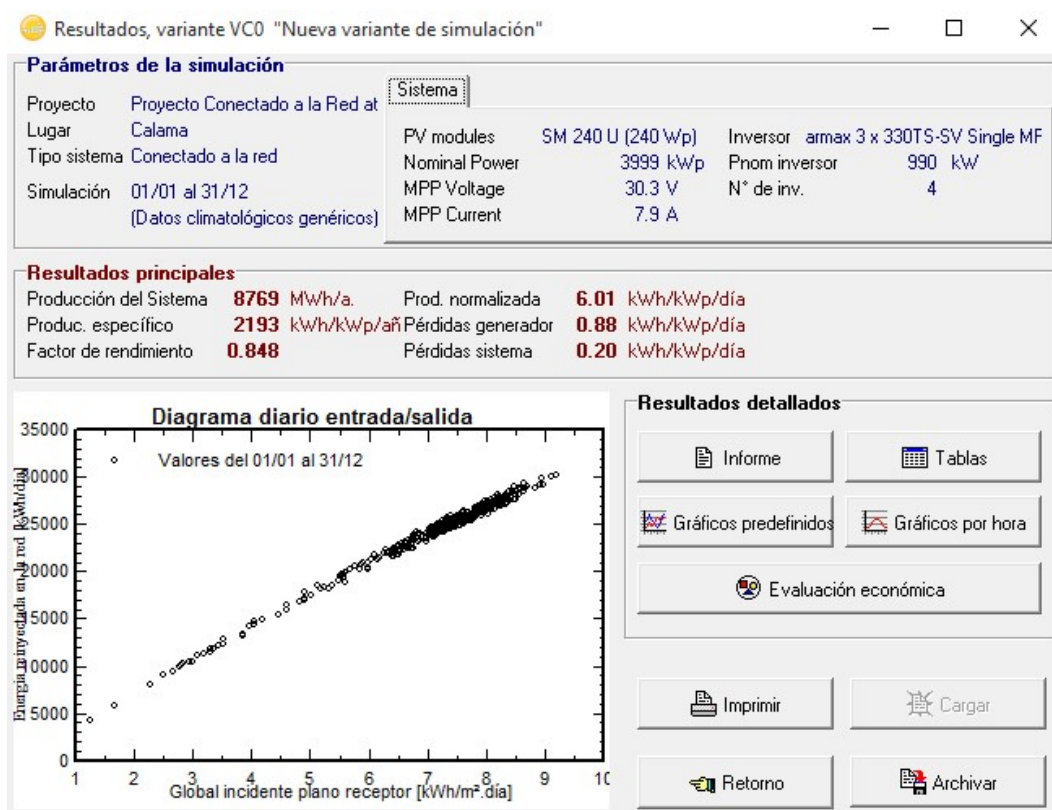


Figura 38. Resultados de la simulación.

Los valores más destacados obtenidos en la simulación son los siguientes:

Producción Anual del sistema	8.769 MWh/año
Producción específica	2.193 KWh/KWp/año
PR	0,848
Producción normalizada	6,01 KWh/KWp/día
Pérdidas generador	0,88 KWh/KWp/día
Pérdidas sistema	0,20 KWh/KWp/día

Tabla 3. Resultados característicos de la simulación en PVSYST.

Según los resultados obtenidos en la simulación, podemos comprobar como el factor de rendimiento es de un 84,9% con lo que podemos deducir que las pérdidas de la instalación entran dentro del rango aceptable. Hay que tener en cuenta que al tratarse de una extensión de terreno llano, sin la existencia de obstáculos, no se han tenido en cuenta las pérdidas por sombreado, de ahí que el factor de rendimiento pueda resultar ligeramente más elevado.

#### 4.2.8 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS

En el reporte facilitado por el programa PVsyst vienen detalladas las pérdidas anuales producidas en la instalación a través del siguiente diagrama:

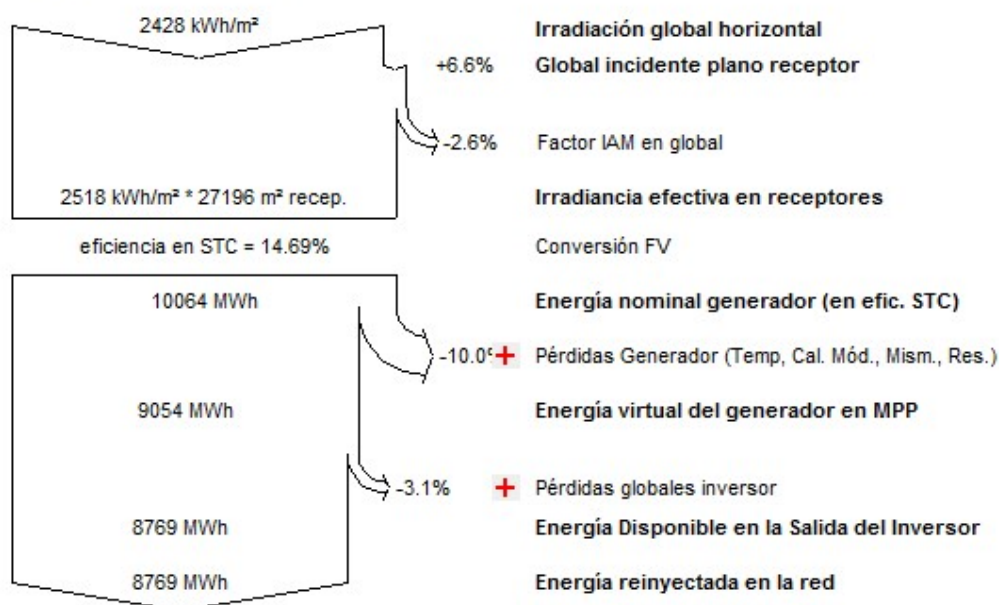


Figura 39. Esquema de las pérdidas en la instalación solar fotovoltaica.

Se puede observar en el diagrama como las mayores pérdidas son debidas a las sufridas por el generador, donde el mayor porcentaje corresponde a las pérdidas debido a temperatura, ya que con temperaturas elevadas el rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye.

En el siguiente gráfico se puede observar la importancia que tiene el valor de la temperatura, donde el rendimiento del sistema o PR, *Performance Ratio* en inglés, aumenta en los meses más fríos y disminuye en los meses donde la temperatura es mayor.

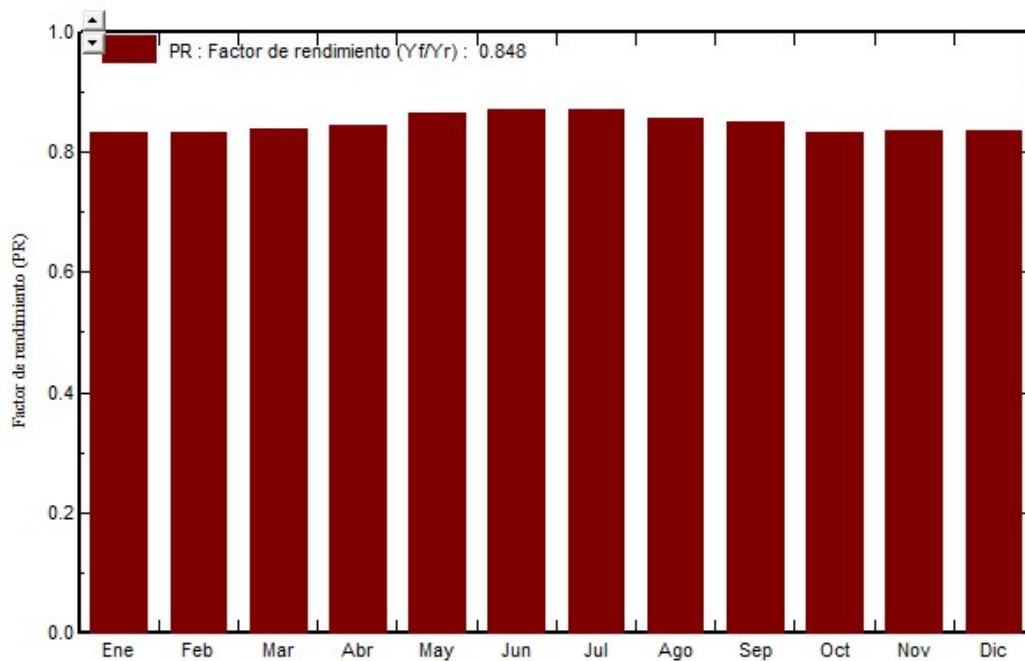


Figura 40. Gráfica del factor de rendimiento PR.

El impacto de una mayor irradiación global incidente sobre la producción de energía se ve reflejado en el siguiente gráfico. Se observa como en los meses de verano donde hay un mayor número de horas de sol la producción es mayor. No obstante, al tratarse de un clima desértico la diferencia entre los meses de verano e invierno no es tan pronunciada como pueda ser en España.



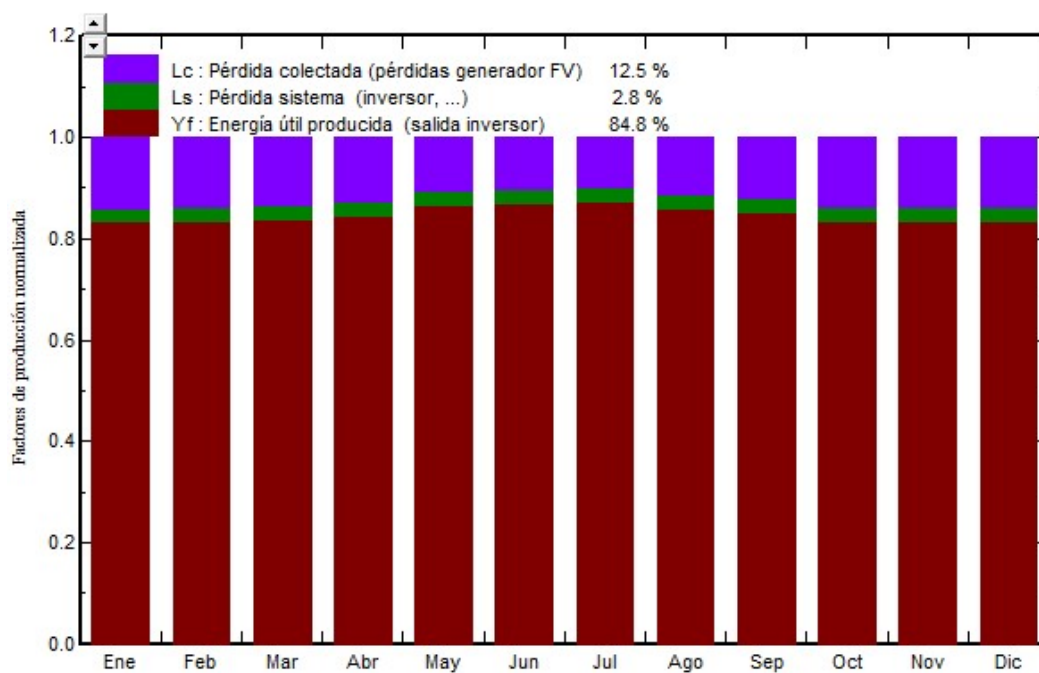


Figura 41. Producción normalizada y factores de pérdidas de la instalación.

Las pérdidas Lc y Ls corresponden a las pérdidas de captación de energía y a las del inversor respectivamente. Con la suma de ambas y de la energía útil producida Y1 obtenemos el resultado de la energía total inicialmente disponible.

#### 4.2.9 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE LA INSTALACIÓN

La producción de energía de la planta solar fotovoltaica viene definida mensualmente en la siguiente tabla:

	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
<b>Enero</b>	254.2	19.11	217.1	209.3	747471	724363	12.66	12.27
<b>Febrero</b>	209.9	18.45	196.3	189.8	676466	655421	12.67	12.28
<b>Marzo</b>	212.7	18.31	227.2	221.3	786696	761905	12.73	12.33
<b>Abril</b>	176.3	16.47	215.6	210.5	753714	729865	12.85	12.45
<b>Mayo</b>	150.9	13.34	203.6	199.4	728986	706044	13.17	12.75
<b>Junio</b>	131.5	11.96	184.8	181.2	664773	643691	13.23	12.81
<b>Julio</b>	145.8	11.88	205.8	201.6	740883	717543	13.24	12.82
<b>Agosto</b>	171.8	14.34	220.3	215.6	780940	756234	13.03	12.62
<b>Septiembre</b>	200.8	15.20	225.2	220.0	791626	766414	12.93	12.51
<b>Octubre</b>	247.8	18.71	244.0	237.7	841069	814190	12.68	12.27
<b>Noviembre</b>	257.2	18.86	225.1	218.0	776368	751935	12.68	12.28
<b>Diciembre</b>	268.6	19.11	221.9	214.0	764864	741169	12.68	12.28
<b>Año</b>	2427.7	16.30	2586.8	2518.5	9053858	8768774	12.87	12.46

GlobHor - Irradiación global horizontal

T Amb - Temperatura Ambiente

GlobInc - Global incidente plano receptor

GlobEff - Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray - Energía efectiva en la salida del generador

E\_Grid - Energía reinyectada en la red

EffArrR - Eficiencia Esal campo/superficie bruta

EffSysR - Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Figura 42. Balance energético de la instalación.

Se puede observar como la energía producida por la instalación a lo largo de un año es de 8,76 GWh. Es importante disponer de este dato a la hora de hacer el estudio económico ya que de ello dependerán los ingresos recibidos por la inyección de energía a la red.

Los valores típicos de rendimiento de las células empleadas de silicio policristalino son del orden del 10-15%, por lo que las eficiencias obtenidas entran dentro del rango teórico, siendo la eficiencia media anual de 12,87%.

#### 4.2.10 FACTOR DE PLANTA

El factor de planta también conocido como factor de utilización de una central eléctrica es el resultado del cociente entre la energía real generada por la planta durante un periodo de tiempo y la energía generada teórica si la central hubiera operado al 100% durante el mismo periodo de tiempo.

Dependiendo del combustible utilizado en la central, el factor de planta variará considerablemente, en el caso de las centrales fotovoltaicas el valor típico suele rondar entre el 10% y el 15%.

$$Fp = \frac{Ep}{Emax\ teórica}$$

Siendo:

$Fp$  : corresponde al factor de planta

$Ep$  : es la energía total producida por la central solar a lo largo de un año.

$Emax\ teórica$ : Es la energía máxima teórica que produce la central en un año.

Observando el resultado de la simulación la  $Ep$  correspondería a un total de 8,76 MWh, mientras que la  $Emax\ teórica$  equivale al resultado de la siguiente operación:

$$Emax\ teórica = 24 \times 365 \times 4 = 35,04\ MW$$

Resultando un factor de planta de 0,25. El resultado es superior a los valores típicos debido al elevado recurso solar disponible en el emplazamiento.

#### 4.2.11 POTENCIA EN FIRME

A la hora de calcular la cuantía que se percibirá por la venta de Potencia, es imprescindible conocer el valor de la Potencia en Firme de la planta. Lo podemos obtener a través de la siguiente expresión:

$$P_{\text{firme}} = P_{\text{Nominal}} \times F_p \times F_d$$

Dónde:

$P_{\text{Nominal}}$ : corresponde a la potencia nominal de la planta en MWh.

$F_p$ : corresponde al factor de planta

$F_d$ : corresponde al factor de demanda del sistema

El factor de planta calculado en el apartado anterior es de 0,25.

Para conocer el factor de demanda máxima, primero es necesario conocer la demanda máxima en el sistema donde estará interconectada la central, en nuestro caso el SING, que en 2014 fue de 2.195 MW, para una capacidad instalada de 4.581 MW, lo que equivale a un factor de demanda del SING de 0,48. Siendo la potencia firme de 480

KW. Esta cantidad la consideraremos como la potencia que la planta entregará con seguridad en las horas en la que haya mayor demanda en el SING.

#### 4.2.12 VIDA ÚTIL

La vida útil de una planta solar fotovoltaica viene definida por la de sus componentes, generalmente por los paneles fotovoltaicos ya que suponen la mayor parte del valor de la planta. Si el diseño y el mantenimiento realizado son correctos, puede alargarse unos años la vida útil.

El fabricante de los módulos que se emplearían en el proyecto recomienda una vida útil de 25 años, por lo que consideraremos dicho valor como vida útil de la planta. Hay que tener en cuenta que en los últimos años el porcentaje de potencia entregada será inferior al rendimiento máximo, aunque en el presente proyecto a modo de simplificar el cálculo no será tomada en cuenta la depreciación de la planta.

Para el análisis de rentabilidad de la planta, utilizaremos como periodo el mismo valor utilizado como vida útil.

#### 4.2.13 NORMATIVA APLICABLE

En este apartado se describirá la legislación y normativa a las que está sujeto el presente documento.

Leyes:

- Ley General de Servicios Energéticos (LGSE), promulgada en el año 2006 por la que se regula la producción, transporte, distribución y tarifas de energía eléctrica.
- Ley 19.940, promulgada en el año 2004 con el objetivo de mejorar los niveles de seguridad y calidad del suministro a precios razonables. Uno de los aspectos centrales de la ley es el cálculo de precios de nudo.
- Ley 20.257 (Ley 20.257) promulgada en el año 2008, introduce modificaciones a la LGSE aplicables a las energías renovables no convencionales (ERNC).
- Ley 20.220, aprobada en 2007 para “Resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos”

Reglamentos:

- Decreto supremo N° 62, se aprueba en el año 2006 con el título oficial: “Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la LGSE”

Normativa técnica:

- Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSCS), fue promulgada en el año 2007 con título oficial “Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y SIC”
- Norma NCh Elec. 4/2004: Instalaciones de baja tensión.

Normativa aplicable a fotovoltaica:

- Norma NCh 2.902 IEC 61836: Sistemas de energía solar fotovoltaica; Términos y símbolos
- Norma NCh 2.903/1 IEC 60904-1: Medición de las características I-V
- Norma NCh 2.903/2 IEC 60904-2: requisitos de las células solares.
- Norma NCh 2.940 IEC 61173: Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía

## 4.3 ESTUDIO DE VIAVILIDAD ECONÓMICA

### 4.3.1 MODELO DE NEGOCIO

#### 4.3.1.1 INGRESOS ANUALES DE LA INSTALACIÓN

##### 4.3.1.1.1 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA

Como se ha detallado anteriormente en la descripción del sistema eléctrico chileno, a la hora de vender la energía producida por la central fotovoltaica existe la posibilidad de realizar un contrato a largo plazo con una empresa distribuidora o agente libre sobre la parte de generación que se acuerde, o bien se puede vender directamente en el mercado eléctrico. Si se decide por firmar un contrato a largo plazo la estabilidad de los precios será mayor que si se vende en el mercado donde la fluctuación de precios es elevada.

Para el presente proyecto la energía eléctrica producida por la central solar fotovoltaica será vendida en el mercado SPOT del SING, donde estará interconectada. La valoración se obtendrá a través del despacho económico con la tarifa marginalista, es decir, será vendida al coste marginal que determine el operador del sistema en tiempo real. El precio de la potencia la determinará la CNE por medio del precio de nudo de potencia, que se fija semestralmente mediante la promulgación de Decreto en los meses de Abril y de Octubre para los cuatro sistemas del país SING, SIC y Aysen-Magallanes.



Figura 43. Coste marginal promedio mensual del SIC y el SING.

Los costos marginales pueden ser consultados en el Centro de Despacho Económico de Carga de cada sistema, en este caso el centro es el CDEC-SING, donde se determinan y coordinan todas las operaciones de las instalaciones del SING.

Según establece LGSE, al CDEC-SING le corresponde los siguientes cometidos:

- Preservar la seguridad global del Sistema Eléctrico
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del Sistema Eléctrico
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.
- Determinar las transferencias económicas entre los integrantes y/o coordinados del CDEC, y
- Elaborar los estudios e informes requeridos por la CNE, el SEC o el Ministerio de Energía.
- Realizar periódicamente análisis y estudios sobre los requerimientos y recomendaciones de expansión de la transmisión de corto, mediano y largo plazo.

Para el presente proyecto se considerará un precio estimado de la energía de 76,1 US\$/MWh, que corresponde al coste marginal promedio comprendido entre los meses de febrero de 2014 y febrero de 2015 en el nudo Crucero 220KV. Se estimará la subida porcentual del 1,5% de coste marginal a largo plazo. El Precio de Nudo de Potencia será el fijado en el Informe Técnico de enero de 2015, que corresponda a la cantidad de 9,5356 US\$/KW/mes. Para el estudio, estimaremos que el precio del nudo se mantiene constante ya que la variación es mínima.

#### 4.3.1.1.2 ATRIBUTO LEY 20.254

Con la aprobación de la Ley 20.257, se acordó la obligación de cumplir con unas cuotas de generación exclusivas de ERNC para las empresas que mantuviesen contrato de suministro con fecha de firma posterior a 1 de agosto de 2007.

Las empresas que no cumplan con las exigencias de generación de ERNC recibirán una sanción de 0,4 UTM (Unidad Tributaria Mensual) por cada MWh no acreditado. Dicha sanción puede llegar a 0,6 UTM por MWh si la empresa es reincidente en el tiempo. Las empresas que presenten excedentes de ERNC pueden traspasarlos a empresas deficitarias para que puedan cumplir con la cuota de generación de ERNC obligatoria.

Para poder introducir el efecto de esta ley en el análisis de rentabilidad, se considerará como un ingreso extra la venta de estos atributos a empresas para que cumplan con las exigencias, sumándose este ingreso al coste marginal. Se estimará un 0,25 UTM incrementándose un 2,5% cada año. Si tomamos como referencia el valor de UTM del mes de Julio facilitado por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de Chile, equivaldría en dólares en 15,85 \$/MWh.

#### 4.3.1.1.3 VENTA DE BONOS AL CARBONO

Según el Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA) de Chile, se denominan bonos de carbono a las Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) o en inglés *Certified Emission Reductions* (CERs). La unidad de una tonelada métrica de CO<sub>2</sub> la denominamos CER.

Los bonos de carbono nacieron como consecuencia del acuerdo llevado a cabo por los países firmantes del protocolo de Kioto, en el que los países industrializados se comprometieron a través de un acuerdo llamado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a que con el fin de reducir las emisiones de GEI, dichos países puedan financiar proyectos de captura de estos gases en países en vías de desarrollos. Estas disminuciones quedan acreditadas como si se hubieran realizado en territorio propio, abaratando los costos de cumplimiento.

Para poder comercializar con las acreditaciones de CERs se creó el mercado del carbono, cumpliendo de esta forma las necesidades de cumplimiento con el Protocolo de Kioto.

La instalación solar fotovoltaica para poder acceder al mercado de carbono es necesario que cumpla con una serie de criterios:

- Da igual el lugar del mundo donde se produzcan las reducciones de emisiones de GEI, ya que el resultado global es el mismo.
- El segundo criterio indica que ambientalmente lo importante es que se reduzcan las emisiones, no el tiempo en que se reducen.

Las transacciones que se pueden llevar a cabo en el Mercado son las siguientes:

- **Comercios de Derecho de Emisión:** Se negocian los derechos de emisión: Los derechos pueden ser creados o asignados, determinando un límite de emisiones GIE para una determinada entidad. El emisor genera menos emisiones dejando un margen de permisos de emisión que pueden comercializarse con otras empresas que superaron el límite de emisiones.
- **Transacciones basadas en Proyectos:** Se negocian las reducciones cuantificables de un proyecto.

Aunque no forma parte del sector eléctrico, resulta una manera alternativa de conseguir ingresos por lo que en el presente proyecto dado que la fuente de energía es limpia a través del sol, estaría en condiciones de obtener acreditaciones de reducciones. El precio de la venta de los bonos lo fija el mercado y suele oscilar entre los 10 y 12 euros.

La central solar fotovoltaica gracias a la obtención de la energía limpia a través del sol, contribuye a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> sustituyendo de esta manera otro tipo de tecnologías más contaminantes como las que usan combustibles fósiles.

A continuación se muestra una tabla con las emisiones en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente según el tipo de combustible, con el fin de cuantificar el ahorro de producir energía renovable.

<b>Combustible</b>	<b>Ton CO<sub>2</sub>/MWh</b>
Carbón	0,974
Gas	0,469
Diesel	0,726

Tabla 4. Tipo de combustible según cantidad de emisiones de dióxido de carbono.

Para conocer el número de bonos de carbono que se pueden comercializar con la instalación, es necesario conocer las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas en el SING, que en este caso sería de 0,783 Ton CO<sub>2</sub>/MWh, por lo que el número de bonos de carbono se calcularía con la siguiente expresión:

$$\text{Nº BONOS DE CARBONO} = 0,783 \times E_{\text{anual planta}}$$

Donde  $E_{\text{anual planta}}$  es la energía anual que genera la planta en MWh.



La energía anual generada por la planta es de 8,77 GWh, por lo que los bonos de carbono que se obtendrían ascenderían a 6.867 CER.

Se considera un valor de venta de bono de carbono de 11 €, que se tendrá en cuenta como un ingreso en el estudio de rentabilidad del proyecto. En dólares serían 12,38 \$.

El ingreso por venta de bonos de carbono sería de:

Ingresos venta Bonos de Carbono = Precio CER x N° CER = 12,38 x 6.867 = 85013,46 \$.

#### 4.3.1.2 COSTES DE LA INSTALACIÓN

##### 4.3.1.2.1 COSTES DE INVERSIÓN

El coste de inversión de las centrales solares fotovoltaicas es cada vez menor, esto es debido principalmente a la reducción de costes en la producción de módulos fotovoltaicos. A pesar de esta reducción, los costes de inversión siguen siendo muy elevados, siendo importante realizar una estimación de costos de los medios y componentes que se van a utilizar en la instalación.

Denominación	Unidades	Valor Unitario €	Total €	Total \$
Paneles Fotovoltaicos	16663	190,0 €	3.165.970,0 €	\$3.577.546,1
Estructuras soporte fijas	416	490,0 €	203.840,0 €	\$230.339,2
Inversores	4	185.000,0 €	740.000,0 €	\$836.200,0
Centro de transformación	4	37.800,0 €	151.200,0 €	\$170.856,0
Obra civil	1	25.500,0 €	25.500,0 €	\$28.815,0
Instalaciones eléctricas	4	9.750,0 €	39.000,0 €	\$44.070,0
Elementos de Control	4	8.990,0 €	35.960,0 €	\$40.634,8
<b>Total</b>			<b>4.361.470,0 €</b>	<b>\$4.928.461,1</b>

Tabla 5. Costes de inversión de la instalación.

Como se puede observar, la inversión inicial asciende a la cantidad 4.361.470,0 €, cifra equivalente en dólares a \$4.928.461,1.

##### 4.3.1.2.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento son una parte importante del monto global de la inversión, y hay que realizar una estimación correcta ya que muchos de estos costes serán permanentes como el mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación, el capital humano que conlleva, así como las tareas de los servicios de prevención para mantener la seguridad de la planta.

Los costes O&M serán estimados según los datos que ofrece el informe *World Energy Investment Outlook 2014* publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA), donde se realiza un estudio de los costes O&M de todas las tecnologías desde la actualidad hasta la previsión del año 2035. Las cifras que proporciona son 25\$ por kW, lo que sitúa a la fotovoltaica entre las tecnologías más baratas en estos costes. Esto es debido a la simplicidad de una planta fotovoltaica, donde la limpieza de los módulos fotovoltaicos junto a una correcta monitorización de los componentes es la base de un correcto mantenimiento. La previsión que apunta la IEA es que cada año estos costes disminuyan logrando ser cada vez una tecnología más competitiva. El coste total de O&M es el equivalente a 100.000 € anuales en total, traducido en dólares 112.500 \$/MWh.

### 4.3.2 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Gracias al análisis de rentabilidad podremos conocer de antemano, con una estimación, si la inversión resulta atractiva económicamente, siendo factor decisivo para llevarse a cabo el proyecto.

Para realizar el estudio de rentabilizar de la instalación solar fotovoltaica se emplearán los índices de evaluación Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

#### 4.3.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es uno de los criterios más utilizados para calcular la rentabilidad de una inversión teniendo en consideración el valor temporal del dinero. Consiste en la comparación del valor de la inversión inicial del proyecto, con el valor presente de los flujos futuros de caja que genera el proyecto descontando un porcentaje de actualización.

El VAN se define con la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_j \frac{C_j}{(1+r)^j}$$

En donde:

$C_j$  son los flujos de caja en el año “j”

$r$  es la tasa de descuento equivalente.

#### 4.3.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR es otro los criterios más utilizados ya que su valor es posible compararlo con inversiones de diferentes campos de iniciativa empresarial. Se puede definir como la tasa de interés con el cual hacemos que el VAN sea cero para la vida útil de la instalación.

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$$

Siendo,

n el tiempo de flujo en caja

i la tasa de descuento

F<sub>n</sub> es el flujo neto de efectivo

#### 4.3.2.3 CRITERIOS PARA EL ESTUDIO DE RENTABILIDAD

Con los resultados obtenidos anteriormente de las estimaciones realizadas en nuestro modelo de negocio, el análisis de rentabilidad contará con los siguientes supuestos:

- Potencia nominal de la planta 4 MW.
- Vida útil de la planta igual a 25 años.
- El factor de planta es igual a 0,25
- La tasa de descuento es igual al 10 %
- Venta de energía y potencia en mercado SPOT del SING
- Precio de venta de Energía igual a 76,1 \$/MWh, incrementándose un 2% anual.
- Precio de venta de Potencia igual a 9,53 \$/MWh
- Potencia Firme igual a 480 KW
- Producción anual de energía igual a 8769 MWh
- Costes O&M igual a 112.500 \$/MWh
- Costes de inversión inicial igual a 4.928.461,1 \$
- Ingresos como consecuencia de los atributos de la ley 20.257 equivalente a 15,85 \$/ MWh, incrementándose un 2% anual.
- Costes de peajes igual a al 8% de los ingresos por venta de potencia y de energía
- Conexión a red de media tensión.
- Precio bonos de carbono igual a 12,38 \$
- Tributación al 17%.
- 

A continuación se muestra las tablas de ingresos y costes realizadas en una hoja de cálculo:

## TABLA DE INGRESOS

AÑO	VENTA ENERGÍA	VENTA POTENCIA	VENTA BONOS DE CARBONO	ATRIBUTO LEY 20.257	INGRESOS EN \$	INGRESOS EN €
2015	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	0,00 €
2016	\$667.320,90	\$54.892,80	\$79.071,06	\$138.988,65	\$940.273,41	827.440,60 €
2017	\$680.667,32	\$54.892,80	\$79.071,06	\$141.768,42	\$956.399,60	841.631,65 €
2018	\$694.280,66	\$54.892,80	\$79.071,06	\$144.603,79	\$972.848,32	856.106,52 €
2019	\$708.166,28	\$54.892,80	\$79.071,06	\$147.495,87	\$989.626,00	870.870,88 €
2020	\$722.329,60	\$54.892,80	\$79.071,06	\$150.445,78	\$1.006.739,25	885.930,54 €
2021	\$736.776,20	\$54.892,80	\$79.071,06	\$153.454,70	\$1.024.194,76	901.291,38 €
2022	\$751.511,72	\$54.892,80	\$79.071,06	\$156.523,79	\$1.041.999,37	916.959,45 €
2023	\$766.541,95	\$54.892,80	\$79.071,06	\$159.654,27	\$1.060.160,08	932.940,87 €
2024	\$781.872,79	\$54.892,80	\$79.071,06	\$162.847,36	\$1.078.684,01	949.241,93 €
2025	\$797.510,25	\$54.892,80	\$79.071,06	\$166.104,30	\$1.097.578,41	965.869,00 €
2026	\$813.460,45	\$54.892,80	\$79.071,06	\$169.426,39	\$1.116.850,70	982.828,62 €
2027	\$829.729,66	\$54.892,80	\$79.071,06	\$172.814,92	\$1.136.508,44	1.000.127,43 €
2028	\$846.324,26	\$54.892,80	\$79.071,06	\$176.271,21	\$1.156.559,33	1.017.772,21 €
2029	\$863.250,74	\$54.892,80	\$79.071,06	\$179.796,64	\$1.177.011,24	1.035.769,89 €
2030	\$880.515,76	\$54.892,80	\$79.071,06	\$183.392,57	\$1.197.872,19	1.054.127,53 €
2031	\$898.126,07	\$54.892,80	\$79.071,06	\$187.060,42	\$1.219.150,35	1.072.852,31 €
2032	\$916.088,59	\$54.892,80	\$79.071,06	\$190.801,63	\$1.240.854,08	1.091.951,59 €
2033	\$934.410,36	\$54.892,80	\$79.071,06	\$194.617,66	\$1.262.991,89	1.111.432,86 €
2034	\$953.098,57	\$54.892,80	\$79.071,06	\$198.510,02	\$1.285.572,45	1.131.303,76 €
2035	\$972.160,54	\$54.892,80	\$79.071,06	\$202.480,22	\$1.308.604,62	1.151.572,07 €
2036	\$991.603,75	\$54.892,80	\$79.071,06	\$206.529,82	\$1.332.097,44	1.172.245,74 €
2037	\$1.011.435,83	\$54.892,80	\$79.071,06	\$210.660,42	\$1.356.060,11	1.193.332,89 €
2038	\$1.031.664,55	\$54.892,80	\$79.071,06	\$214.873,63	\$1.380.502,03	1.214.841,79 €
2039	\$1.052.297,84	\$54.892,80	\$79.071,06	\$219.171,10	\$1.405.432,80	1.236.780,86 €
2040	\$1.073.343,79	\$54.892,80	\$79.071,06	\$223.554,52	\$1.430.862,17	1.259.158,71 €
<b>TOTAL</b>					<b>\$29.175.433,06</b>	<b>25.674.381,09 €</b>

Tabla 6. Ingresos económicos de la instalación

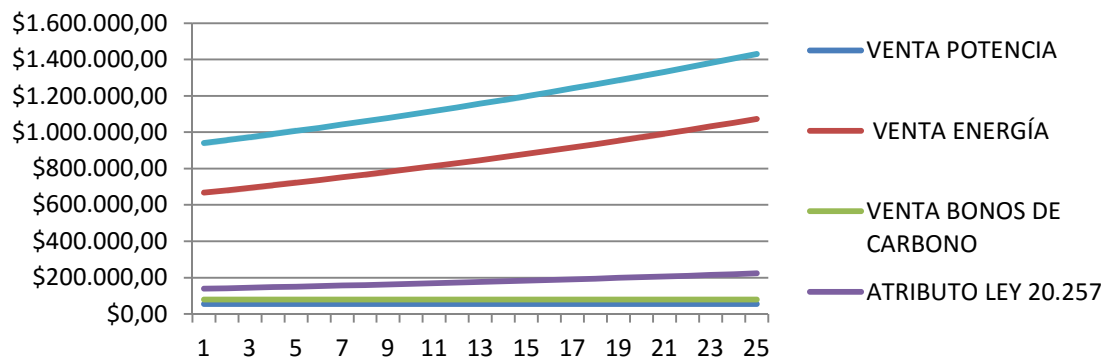


Figura 44. Gráfica de ingresos de la instalación.

## TABLA DE COSTES

AÑO	COSTES O&M	PAGO POR PEAJE	INVERSIÓN	COSTES \$	COSTES €
2015	\$0,00	\$0,00	\$4.928.461,10	\$4.930.476,10	4.338.818,97 €
2016	\$112.500,00	\$57.777,10	\$0,00	\$172.293,10	151.617,92 €
2017	\$112.500,00	\$58.844,81	\$0,00	\$173.362,81	152.559,27 €
2018	\$112.500,00	\$59.933,88	\$0,00	\$174.453,88	153.519,41 €
2019	\$112.500,00	\$61.044,73	\$0,00	\$175.566,73	154.498,72 €
2020	\$112.500,00	\$62.177,79	\$0,00	\$176.701,79	155.497,58 €
2021	\$112.500,00	\$63.333,52	\$0,00	\$177.859,52	156.516,38 €
2022	\$112.500,00	\$64.512,36	\$0,00	\$179.040,36	157.555,52 €
2023	\$112.500,00	\$65.714,78	\$0,00	\$180.244,78	158.615,41 €
2024	\$112.500,00	\$66.941,25	\$0,00	\$181.473,25	159.696,46 €
2025	\$112.500,00	\$68.192,24	\$0,00	\$182.726,24	160.799,09 €
2026	\$112.500,00	\$69.468,26	\$0,00	\$184.004,26	161.923,75 €
2027	\$112.500,00	\$70.769,80	\$0,00	\$185.307,80	163.070,86 €
2028	\$112.500,00	\$72.097,36	\$0,00	\$186.637,36	164.240,88 €
2029	\$112.500,00	\$73.451,48	\$0,00	\$187.993,48	165.434,27 €
2030	\$112.500,00	\$74.832,68	\$0,00	\$189.376,68	166.651,48 €
2031	\$112.500,00	\$76.241,51	\$0,00	\$190.787,51	167.893,01 €
2032	\$112.500,00	\$77.678,51	\$0,00	\$192.226,51	169.159,33 €
2033	\$112.500,00	\$79.144,25	\$0,00	\$193.694,25	170.450,94 €
2034	\$112.500,00	\$80.639,31	\$0,00	\$195.191,31	171.768,35 €
2035	\$112.519,00	\$82.164,27	\$0,00	\$196.718,27	173.112,08 €
2036	\$112.520,00	\$83.719,72	\$0,00	\$198.275,72	174.482,64 €
2037	\$112.521,00	\$85.306,29	\$0,00	\$199.864,29	175.880,58 €
2038	\$112.522,00	\$86.924,59	\$0,00	\$201.484,59	177.306,44 €
2039	\$112.523,00	\$88.575,25	\$0,00	\$203.137,25	178.760,78 €
2040	\$112.524,00	\$90.258,93	\$0,00	\$204.822,93	180.244,18 €
			<b>TOTAL</b>	<b>\$9.613.720,78</b>	<b>8.460.074,28 €</b>

Tabla 7. Costes económicos de la instalación.

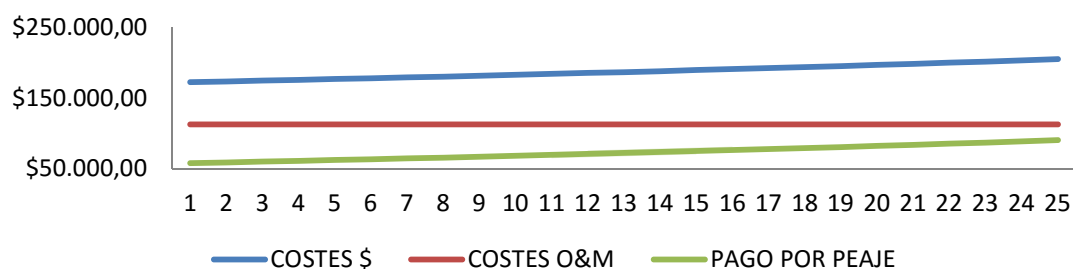


Figura 45. Gráfica de costes de la instalación

## TABLA DE FLUJO DE CAJA

AÑO	ANTES DE IMPUESTOS	TRIBUTACIÓN	DESPUES DE IMPUESTOS	FLUJO OPERACIONAL	INVERSIÓN	FLUJO DE CAJA EN \$	FLUJO DE CAJA EN €
2015	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$4.928.461,10	-\$4.928.461,10	-4.337.045,77 €
2016	\$769.996,31	\$130.899,37	\$639.096,94	\$639.096,94	\$0,00	\$639.096,94	562.405,31 €
2017	\$785.053,79	\$133.459,14	\$651.594,65	\$651.594,65	\$0,00	\$651.594,65	573.403,29 €
2018	\$800.412,44	\$136.070,11	\$664.342,32	\$664.342,32	\$0,00	\$664.342,32	584.621,25 €
2019	\$816.078,28	\$138.733,31	\$677.344,97	\$677.344,97	\$0,00	\$677.344,97	596.063,57 €
2020	\$832.057,46	\$141.449,77	\$690.607,69	\$690.607,69	\$0,00	\$690.607,69	607.734,77 €
2021	\$848.356,24	\$144.220,56	\$704.135,68	\$704.135,68	\$0,00	\$704.135,68	619.639,39 €
2022	\$864.981,01	\$147.046,77	\$717.934,24	\$717.934,24	\$0,00	\$717.934,24	631.782,13 €
2023	\$881.938,30	\$149.929,51	\$732.008,79	\$732.008,79	\$0,00	\$732.008,79	644.167,74 €
2024	\$899.234,76	\$152.869,91	\$746.364,85	\$746.364,85	\$0,00	\$746.364,85	656.801,07 €
2025	\$916.877,17	\$155.869,12	\$761.008,05	\$761.008,05	\$0,00	\$761.008,05	669.687,08 €
2026	\$934.872,44	\$158.928,32	\$775.944,13	\$775.944,13	\$0,00	\$775.944,13	682.830,83 €
2027	\$953.227,64	\$162.048,70	\$791.178,94	\$791.178,94	\$0,00	\$791.178,94	696.237,47 €
2028	\$971.949,97	\$165.231,49	\$806.718,47	\$806.718,47	\$0,00	\$806.718,47	709.912,26 €
2029	\$991.046,76	\$168.477,95	\$822.568,81	\$822.568,81	\$0,00	\$822.568,81	723.860,55 €
2030	\$1.010.525,50	\$171.789,34	\$838.736,17	\$838.736,17	\$0,00	\$838.736,17	738.087,83 €
2031	\$1.030.393,84	\$175.166,95	\$855.226,89	\$855.226,89	\$0,00	\$855.226,89	752.599,66 €
2032	\$1.050.659,57	\$178.612,13	\$872.047,45	\$872.047,45	\$0,00	\$872.047,45	767.401,75 €
2033	\$1.071.330,64	\$182.126,21	\$889.204,43	\$889.204,43	\$0,00	\$889.204,43	782.499,90 €
2034	\$1.092.415,14	\$185.710,57	\$906.704,57	\$906.704,57	\$0,00	\$906.704,57	797.900,02 €
2035	\$1.113.921,35	\$189.366,63	\$924.554,72	\$924.554,72	\$0,00	\$924.554,72	813.608,16 €
2036	\$1.135.857,71	\$193.095,81	\$942.761,90	\$942.761,90	\$0,00	\$942.761,90	829.630,47 €
2037	\$1.158.232,82	\$196.899,58	\$961.333,24	\$961.333,24	\$0,00	\$961.333,24	845.973,25 €
2038	\$1.181.055,45	\$200.779,43	\$980.276,02	\$980.276,02	\$0,00	\$980.276,02	862.642,90 €
2039	\$1.204.334,55	\$204.736,87	\$999.597,67	\$999.597,67	\$0,00	\$999.597,67	879.645,95 €
2040	\$1.228.079,25	\$208.773,47	\$1.019.305,78	\$1.019.305,78	\$0,00	\$1.019.305,78	896.989,08 €

Figura 46. Flujo de caja de la instalación.

El valor de los índices de evaluación da como resultado:

VAN	TIR
\$1.828.849,79	14%
1.609.387,81 €	

Tabla 8. Resultados índices de criterio económicos.

El resultado ofrece un valor de VAN positivo y un valor de TIR superior a la tasa de descuento, por lo que podemos considerar unos indicativos favorables para la viabilidad del proyecto.

### 4.3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Con el objetivo de tener una visión de cuáles son los parámetros que más influyen sobre la rentabilidad de la planta, se ha realizado un análisis de sensibilidad con las principales variables, que serán incrementadas en unos porcentajes para observar el comportamiento del VAN.

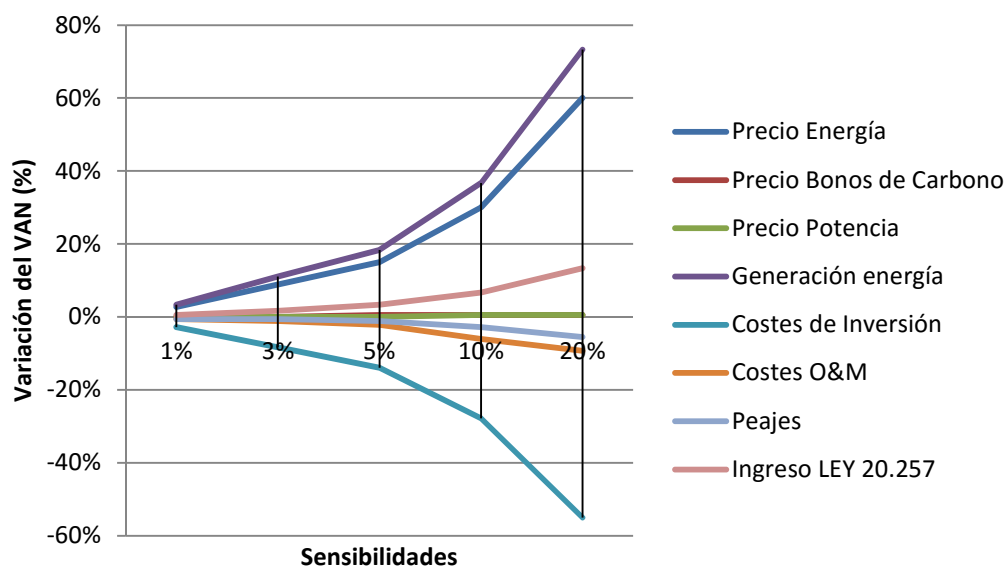


Figura 47. Gráfica de análisis de sensibilidades de la instalación.

Como se puede observar en el gráfico la variable que tiene mayor peso sobre el VAN de la instalación es la energía generada que influye proporcionalmente con el mismo. Otra variable que repercute de forma importante es el precio de la energía, seguido de los costes de inversión que influye inversamente proporcional con la rentabilidad, siendo menor cuanto mayor son estos costes.

Asimismo, según el modelo de negocio diseñado variables como el precio de la potencia o de los bonos de carbono, apenas tienen trascendencia en la rentabilidad del proyecto, por lo que las futuras fluctuaciones de estos precios no tendrán gran relevancia en la viabilidad de la planta.

## 4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE PAISES POTENCIALES PARA EL DESARROLLO DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

### 4.4.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se va a realizar un análisis de viabilidad en dos de los países donde más posibilidades y oportunidades se están dando para la construcción y el desarrollo de proyectos de plantas solares fotovoltaicas, para ello deben de ser países donde cuenten con un importante recurso solar, y donde exista una legislación que favorezca la creación y el desarrollo de este tipo de proyectos. El objetivo es observar en qué país es más rentable económicamente, atendiendo a los supuestos propios de cada país, llevar a cabo un proyecto de características similares al propuesto en Calama. Los países propuestos para el estudio son Sudáfrica y EEUU, en el estado de California.

Los datos de partida y las características principales serán los mismos que los estudiados anteriormente en Chile, de esta manera se podrá evaluar bajo los mismos criterios técnicos en que emplazamiento se consigue una mayor generación eléctrica anual. La principal variación se encuentra en la casuística de cada país en cuanto a legislación e incentivos que junto al recurso solar inherente al emplazamiento determinará que localización resulta más atractiva para la inversión.

A continuación se describen las características principales de ambos países, para entender en qué contexto se desarrollarían los proyectos:

### 4.4.2 SITUACIÓN ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos es un país situado en América del Norte y está compuesto por 50 estados. Es el tercer país con más extensión del mundo, por lo que se puede encontrar con una gran diversidad geográfica y climática. El mayor recurso solar del país se encuentra en el estado de California, siendo el lugar idóneo para el desarrollo de proyectos con energía solar.



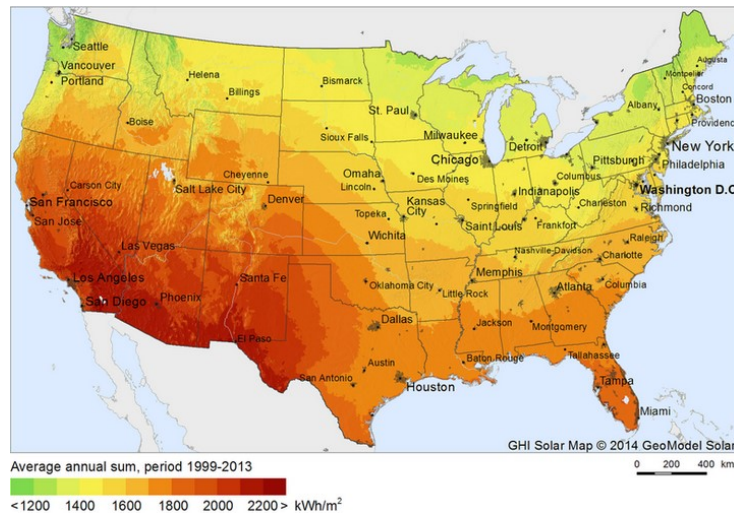


Figura 48. Mapa de radiación solar de EE.UU.

La matriz energética del país está diversificada, donde las energías renovables representan más de un 15% del total de la energía producida. El mayor porcentaje de producción lo ocupa el carbón, seguido del gas natural y de la energía nuclear. En los últimos años las energías renovables se han desarrollado conforme la demanda energética del país se iba incrementando. En el caso de la energía solar fotovoltaica solo en el estado de California hay una capacidad instalada de 5.400 MW hasta finales de 2014.

El gobierno californiano lleva años implementando un plan de incentivos para el desarrollo de las energías renovables y tiene el objetivo para el año 2020 de que el 33% de la electricidad consumida sea producida por energías renovables.

Las compañías californianas PG&E, SCE y SDG&E llevan años promoviendo un programa de incentivos a través de “*Go Solar California*”, una campaña donde se pueden conseguir subvenciones y descuentos para quienes apuesten por instalar sistemas fotovoltaicos tanto aislados como conectados a red. El programa de incentivos es llamado California Solar Initiative (CSI) y fue promulgada en el año 2006. Acogerse a dicho programa puede suponer ahorros en el coste de los elementos del sistema fotovoltaico gracias a los descuentos que promueven.

Ventajas que ofrece para la inversión en proyectos de energía solar:

- La legislación para renovables es favorable.
- El recurso solar en el estado de California es muy alto.
- Existen convenios con otros países para el desarrollo de este tipo de proyectos, entre ellos España.
- Constantemente se están reduciendo costes gracias a la apuesta por el I+D.

Desventajas a la hora de realizar una inversión en proyectos de energía solar:

- Debido al desarrollo del *fracking*, los precios del gas natural y del petróleo se han reducido.

- Es difícil adquirir terrenos públicos ya que gran parte de la zona del desierto es federal.
- El sistema eléctrico estadounidense no es muy fiable.
- Dificil acceso a la financiación por su escasez.

El emplazamiento elegido para realizar el análisis es la localidad californiana de Bakerfield.

#### 4.4.3 SITUACIÓN SUDÁFRICA

La República de Sudáfrica se encuentra situada en el sur del continente africano. Se ha elegido este país por sus altos niveles de radiación y por la apuesta del gobierno sudafricano en la promoción de las energías renovables como vía de desarrollo social, medioambiental y económico. Este impulso a las energías renovables es debido a varios motivos; es el país con mayores emisiones de GEI del continente africano, ya que la producción por carbón representa el 75% del mix energético, además en alguna ocasión la demanda se ha visto superada por la capacidad de generación produciéndose apagones lo que ha provocado que se ponga en marcha una serie de incentivos que promuevan el aumento de generación eléctrica donde las energías renovables tengan un importante papel para hacer frente al aumento de demanda futuro.

De cara al futuro de las energías renovables en el país, el gobierno aprobó en el año 2010 Plan de Recursos Integrados en Sudáfrica (IRP 2010) para un plazo de 20 años con el objetivo de instalar 56000 MW donde el 30% sea cubierto por energías renovables en 2030. También ha sido aprobado el “Programa de Contratación de Productores Independientes de EERR” donde se marca el objetivo de obtener una generación de 3.725 MW con energías renovables para el año 2018.

En el año 2009, el Organismo Regulador Nacional de la Energía Sudafricano (NERSA) introdujo un sistema llamado “*Feed in Tariff*”, parecido al establecido en España años atrás, con el que se pretende impulsar el desarrollo de las energías renovables en el país. El sistema consiste en el diseño de un mecanismo que permita dar facilidades a la entrada de las renovables al mercado eléctrico, garantizando su acceso a la red, realizando contratos a largo plazo y aplicando tarifas especiales a largo plazo.

Con el objetivo del plan gubernamental de la introducción de las energías renovables en el sistema eléctrico, se creó el plan de licitaciones *Independent Power Producers Renewable Energy Bid (IPP REBID)* donde se adjudican numerosos proyectos de este tipo.

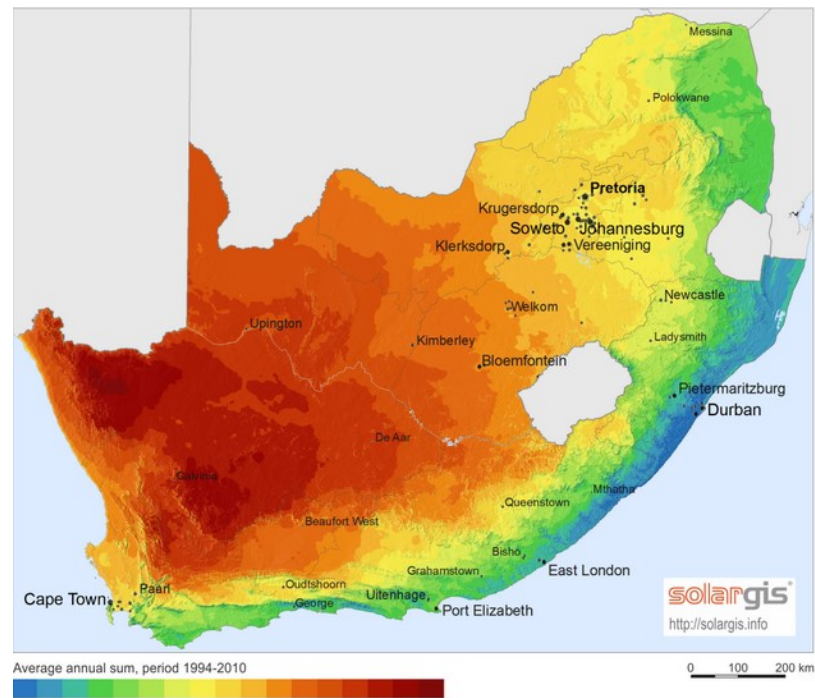


Figura 49. Mapa de radiación solar de Sudáfrica.

Ventajas que ofrece para la inversión en proyectos de energía solar:

- Legislación favorable a la implementación de EERR.
- Necesidad del país de diversificar la matriz energética, apostando por las energías renovables.
- Recurso solar muy elevado. Posee la radiación directa más alta del mundo.
- Disponibilidad de una gran extensión de terreno.

Desventajas a la hora de realizar una inversión en proyectos de energía solar:

- Gran distancia entre las zonas de generación y consumo.
- Escasez de mano de obra cualificada.
- La materia prima local empleada para la construcción de módulos es muy cara.
- Monopolio de la empresa estatal en la transmisión y distribución, además de encargarse de la mayor parte de la generación.

#### 4.4.4 ESTUDIO ENERGÉTICO COMPARATIVO

En primer lugar, se mostrarán los datos de partida que serán introducidos en el simulador para obtener la energía anual generada. Como se puede observar en la siguiente tabla, para las tres ubicaciones se utilizará la misma inclinación y orientación de los paneles y los mismos elementos del sistema

	Chile	EEUU	Sudáfrica
<b>Localización geográfica</b>	Calama	Bakerfield	Blomfontein
<b>Ubicación (latitud/longitud)</b>	22,5 S / 68,9 O	33,5 N / 119,0 O	29,1 S / 26,3 E
<b>Altitud</b>	2316 m	134 m	1351 m
<b>Inclinación</b>	30°		
<b>Acimut</b>	0°		
<b>P<sub>NOMINAL</sub></b>	4 MW		
<b>Módulos</b>	16663 unidades SUNWAYS SM 240 U		
<b>Inversor</b>	4 unidades SOLARMAX 3 x 330TS-SV		

Tabla 9. Datos principales de las tres instalaciones.



Figura 50. Localización de las ubicaciones del estudio.

#### 4.4.4.1 RADIACIÓN SOLAR EN LOS EMPLAZAMIENTOS

A continuación, se muestran los niveles de irradiación global horizontal mensual en cada uno de los emplazamientos, obteniéndose en Chile los niveles más altos y en California los más bajos de los tres.

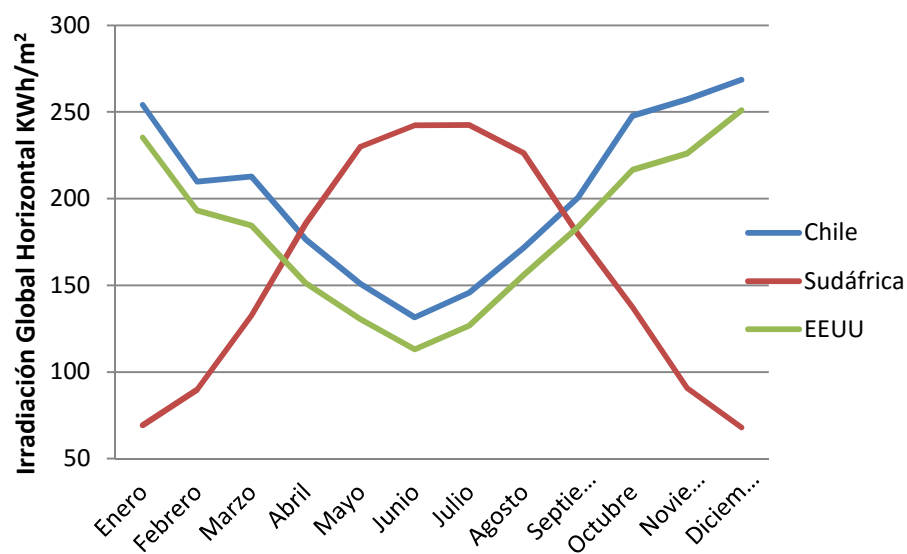


Figura 51. Gráfica de los niveles de irradiación global horizontal según ubicación de la instalación.

Una vez realizada la simulación de cada una de las alternativas, se procede a comparar los resultados. En la siguiente tabla se muestra el resultado obtenido de algunos de los parámetros más importantes:

	CHILE	EEUU	SUDÁFRICA
<b>Producción Anual del sistema [MWh/año]</b>	8.769	6.750	7.835
<b>Producción específica [KWh/KWp/año]</b>	2.193	1.688	1.959
<b>PR</b>	84,80%	79,90%	80,10%
<b>Producción normalizada [KWh/KWp/año]</b>	6,01	4,62	5,37
<b>Pérdidas generador [KWh/KWp/año]</b>	0,88	1,03	1,16
<b>Pérdidas sistema [KWh/KWp/año]</b>	0,2	0,14	0,17

Tabla 10. Resultados principales de la simulación para los tres emplazamientos.

#### 4.4.4.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el siguiente gráfico se puede comprobar la energía mensual producida por cada instalación, donde los sistemas de Chile y Sudáfrica siguen una tendencia más constante, mientras que en EEUU resulta más estacional la producción, debido a los factores climatológicos.

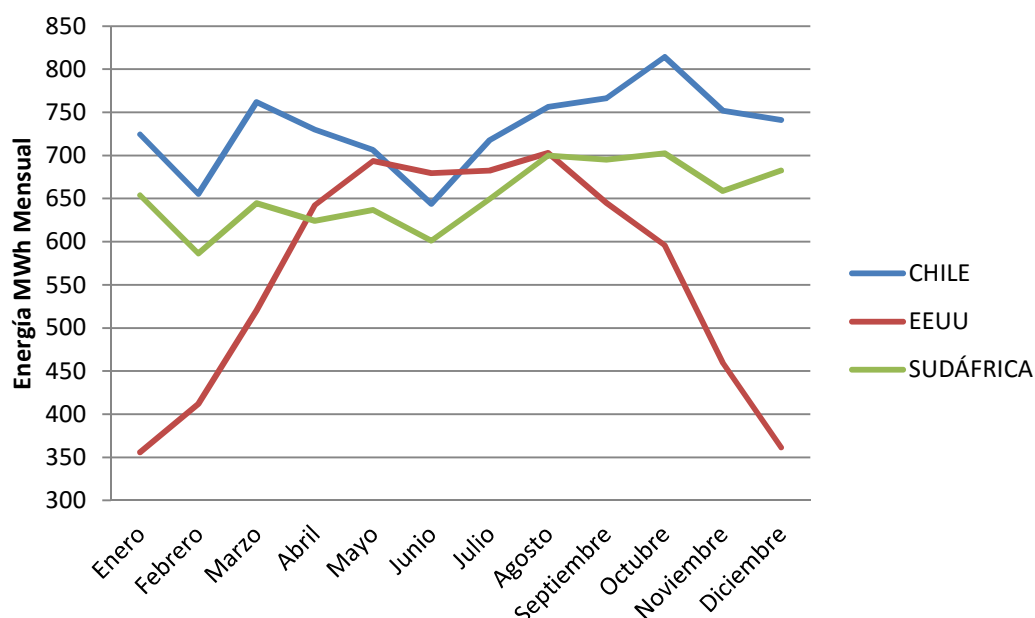


Figura 52. Gráfica de generación de energía mensual según emplazamiento.

Observando el gráfico anterior se puede deducir fácilmente que instalación produce más energía anual.

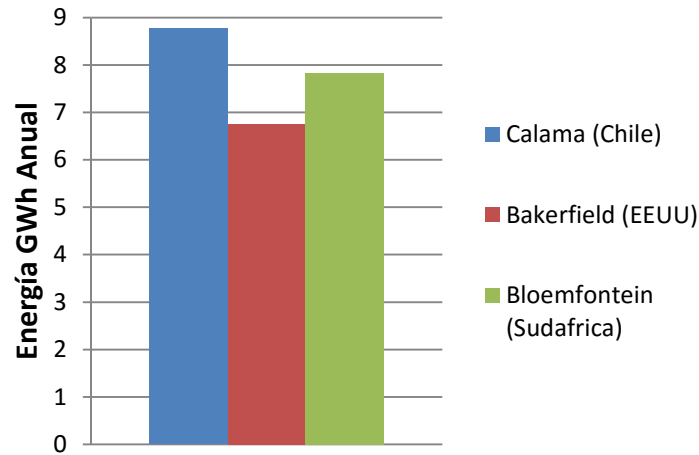


Figura 53. Gráfica de generación de energía anual según emplazamiento.

#### 4.4.4.3 FACTOR DE RENDIMIENTO (PR)

Uno de los indicadores más importantes para evaluar la eficiencia de varias planta solares fotovoltaicas situadas en diferentes lugares del mundo es el *Performance Ratio* (PR) o Rendimiento Global. Si tenemos en cuenta que PR's superiores a 0,75 se interpretarían como buenos sistemas, las tres instalaciones serían excelentes para el desarrollo de proyectos de este tipo de tecnología, siendo la planta de Calama la más eficiente. A continuación se muestran la tendencia mensual que siguen los PR's de las tres alternativas.

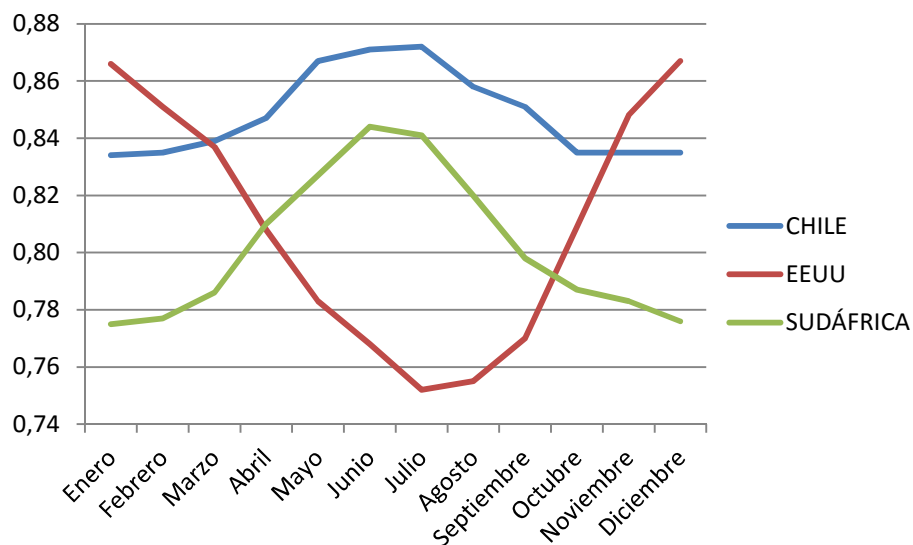


Figura 54. Gráfica de factor de rendimiento PR mensual según emplazamiento.

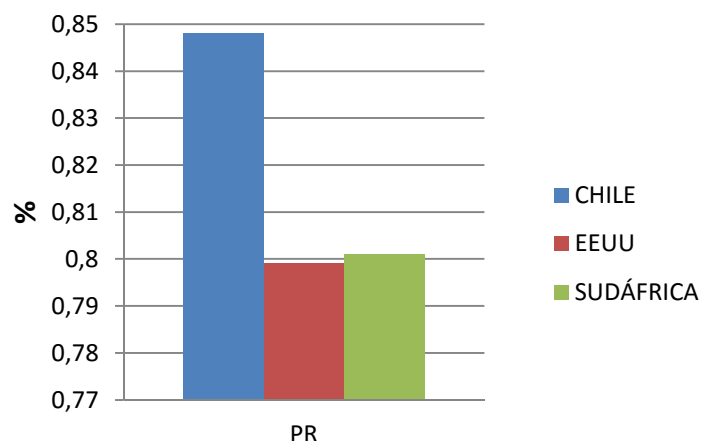


Figura 55. Gráfica de factor de rendimiento PR anual según emplazamiento.

#### 4.4.4.4 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

En cuanto a las pérdidas de los diferentes sistemas las más importantes son las que se producen en el generador y el inversor. Las pérdidas en el inversor son prácticamente igual en las tres instalaciones suponiendo un 3% de la energía producida. Sin embargo, en el caso de las pérdidas del generador, en la instalación ubicada en Calama se producen alrededor de un 5% menos de pérdidas como se puede observar en el siguiente gráfico:

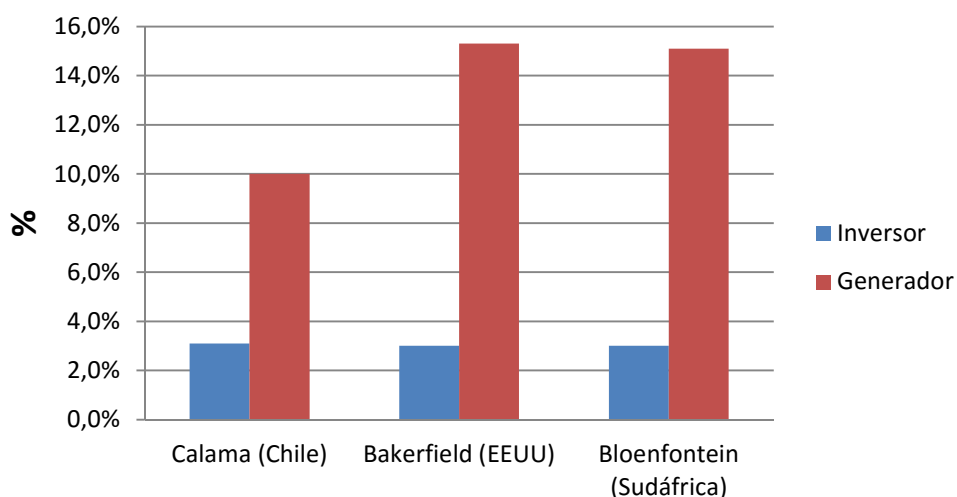


Figura 56. Gráfica de porcentaje de pérdidas del inversor y generador según el emplazamiento.

La diferencia de pérdidas del generador entre las alternativas se debe principalmente a las sufridas por el efecto de la temperatura sobre los módulos. En la siguiente gráfica, queda reflejado el comportamiento de las pérdidas del generador debido a la temperatura observándose como a mayores temperaturas mayores son las

pérdidas a lo largo de los doce meses del año. En la instalación de EEUU se ve claramente cómo influye la climatología estacional en las pérdidas del generador por temperatura, donde en invierno las temperaturas son muy bajas mostrando las menores pérdidas y en verano donde las temperaturas son muy elevadas el sistema cuenta con las mayores pérdidas. En Chile y Sudáfrica al tener un clima con temperaturas más estables, los módulos trabajan en un rango de temperaturas menor y el valor de las pérdidas es más constante durante todo el año.

En el caso de Chile al tener las temperaturas más bajas las pérdidas por el efecto de la temperatura son menores, lo que se traduce en unas pérdidas de generación bastante inferiores a las demás instalaciones.

#### 4.4.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En primer lugar, para poder determinar qué proyecto sería más rentable realizar, es necesario establecer una serie de consideraciones y suposiciones, que determinen el modelo de negocio para cada país.

	Chile	EEUU	Sudáfrica
<b>Localización geográfica</b>	Calama	Bakerfield	Blomfontein
<b>P<sub>NOMINAL</sub></b>	4 MW		
<b>Producción anual de energía [MWh]</b>	8768774	6750096	7835014
<b>Vida útil</b>	25 años		
<b>Factor de planta</b>	0,25	0,19	0,22
<b>Tasa de descuento</b>	10%		
<b>Mércado eléctrico de venta SPOT</b>	CDEC	ISO	NERSA
<b>Precio de Venta de Energía</b>	\$76,10	\$29,00	\$290,77
<b>Potencia Firme [KW]</b>	480	378	438
<b>Incentivos</b>	LEY 20.257	GO SOLAR CALIFORNIA	FEED IN TARIFF
<b>Precio Venta de Carbono</b>	\$12,38		
<b>Costes O&amp;M</b>	\$112.500,00		
<b>Costes de inversión</b>	\$4.928.461,10		

Tabla 11. Hipótesis económicas según emplazamiento.

Empleando la hoja de cálculo utilizada para el estudio de rentabilidad de Chile, los resultados arrojados para cada alternativa son los siguientes:

Calama (Chile)	
VAN	TIR
\$1.828.905,98	14,16%
1.609.437,26 €	



Tabla 12. Resultado de los criterios de índice económico de la instalación en Chile.

<b>Bakersfield (EEUU)</b>	
<b>VAN</b>	<b>TIR</b>
<b>-\$1.743.884,49</b>	3,06%
-1.534.618,35 €	

Tabla 13. Resultado de los criterios de índice económico de la instalación en Estados Unidos.

<b>Blomfontein (Sudáfrica)</b>	
<b>VAN</b>	<b>TIR</b>
\$13.600.522,25	37,44%
11.968.459,58 €	

Tabla 14. Resultado de los criterios de índice económico de la instalación en Sudáfrica.

A partir de los resultados obtenidos, tal y como se comprobó en el estudio de sensibilidad de la planta chilena, una de las variables más importantes para la rentabilidad de la instalación es el precio de venta de la energía, siendo en Sudáfrica donde obtenemos la mayor rentabilidad. Esto se debe gracias a las primas establecidas en el país, con contratos a largo plazo por valor de 3,94 Rands/KWh, siendo traducido en euros 0,26 €/KWh.

Según los resultados de los índices económicos en EEUU, no sería viable el desarrollo del proyecto, los bajos precios de la electricidad unidos a una generación anual menor que sus competidores hacen que no se pueda recuperar la inversión inicial en el periodo de funcionamiento de la instalación. A pesar del 30 % de descuento en la inversión inicial, gracias a la plataforma “Go California Solar”, no sería suficiente para el retorno de la inversión, teniendo más peso en el resultado final el coste marginal de la energía.

## 5.- CONCLUSIONES

---

### 5.1 ALTERNATIVAS Y MEJORAS DE DISEÑO

En este apartado se analizarán las diferentes alternativas de diseño que pueden realizarse para obtener una mejora de la rentabilidad del proyecto.

Una vez elegida la localización existen condiciones que son inherentes al proyecto, como la radiación solar incidente sobre el emplazamiento, o el marco regulatorio del país, pero a su vez existen una serie de parámetros y variables en las condiciones de diseño de la instalación que pueden variar en función de las decisiones adoptadas, pudiendo mejorar la rentabilidad del proyecto.

Una alternativa de mejora de productividad es la instalación de un seguimiento solar sobre los paneles, suponiendo un mayor aprovechamiento de la instalación, ya que los paneles estarían siempre perpendiculares a los rayos del sol, captando mayor radiación solar incidente. Para conseguir esta mejora, la posición de los paneles debe variar tanto verticalmente como horizontalmente de manera que siga el movimiento del sol. Hay que tener en cuenta que la adopción de esta medida supondría también un mayor coste de inversión, pero también contaría con la ventaja de que se necesitarían menos paneles para conseguir la potencia deseada.

Dentro de los seguidores solares se podría elegir el solar de doble eje o el polar que se encuentran entre los más eficientes del mercado.

A continuación, observamos cómo sería la producción eléctrica del generador si tuviera instalado un seguidor con doble eje.

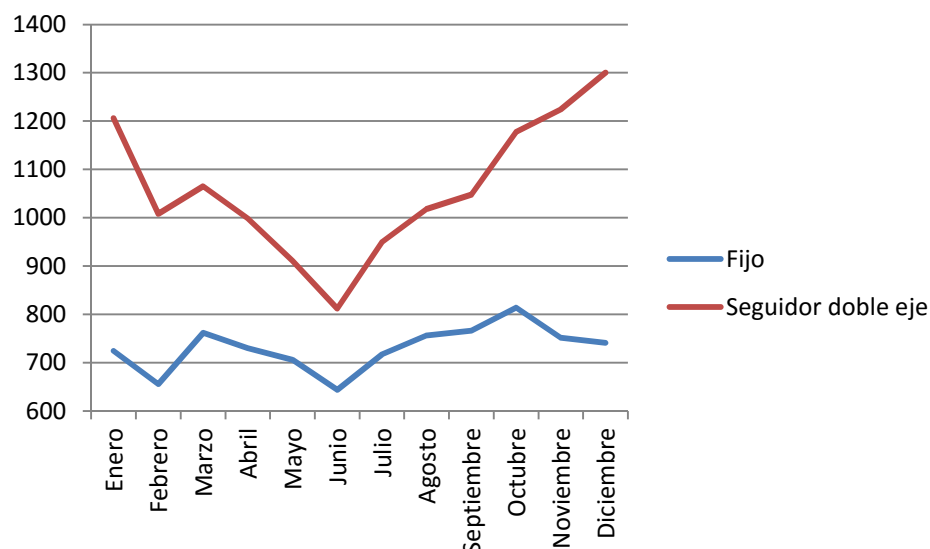


Figura 57. Gráfica de generación mensual de energía según el sistema de seguimiento solar.

La gráfica refleja como la captación solar es mayor con la instalación de seguidores de doble eje, produciéndose una mayor cantidad de energía eléctrica que se traduciría en una mayor rentabilidad.

## 5.2 CONCLUSIONES

A la hora de decidir el emplazamiento de la instalación de estudio se sopesó realizar en España, pero fue desechada la idea ante la dudosa rentabilidad que podría tener sin los incentivos de años atrás. Finalmente se optó por una región que dispusiera de un buen recurso solar, y que las condiciones económicas y legislativas fueran propicias al desarrollo de un proyecto de estas características, previo estudio inicial para conocer la radiación solar del emplazamiento.

El diseño de la instalación se ha realizado siguiendo un criterio de mínimo coste económico, empleando módulos policristalinos de silicio, ya que son de los más económicos que se pueden encontrar en el mercado, abaratando los costes de inversión, aunque ello suponga una ligera menor eficiencia frente a otras tecnologías como los monocristalinos.

Además, en el presente documento se ha realizado el estudio comparativo de tres países distintos bajo el dimensionamiento de la misma instalación, para cada región se ha estimado la producción de energía eléctrica anual, y se ha establecido un modelo de negocio en función de las características propias de cada país para el estudio de viabilidad.

En el estudio económico se ha comprobado cuáles son las variables más influyentes en la viabilidad de un proyecto. En el estudio económico se ha comprobado la importancia de disponer de un buen marco regulatorio y retributivo, unido a un buen

recurso solar disponible .Además se han analizado las variables más influyentes en la viabilidad de un proyecto.

A pesar de que la fotovoltaica en España no cuenta con tanto apoyo por parte de las instituciones como años atrás, sigue siendo una tecnología atractiva que se encuentra en crecimiento a nivel global, siendo cada vez más competitiva frente a otras tecnologías convencionales. En un mundo globalizado con grandes oportunidades de negocio fuera de nuestras fronteras, es imprescindible la figura del ingeniero para optimizar el diseño de instalaciones situadas en cualquier parte del mundo, pudiendo estimar la producción eléctrica y sacar el máximo rendimiento de un proyecto para hacerlo viable.

## 6.- PRESUPUESTO

---

El presente documento hace referencia a un proyecto de consultoría, por lo tanto se han de contemplar los costes asociados al diseño y posterior análisis de viabilidad de una futura instalación fotovoltaica.

Hay que tener en cuenta, que en los costes asociados al número de horas empleadas no se tendrá en cuenta la totalidad de las horas dedicadas, ya que sería muy caro y estaría fuera de mercado, por lo que se supondrá un número estimado de horas que se dedicarían en una consultoría.

### 6.1 COSTES DE PERSONAL

Hay que tener en cuenta, que en los costes asociados al número de horas empleadas no se tendrá en cuenta la totalidad de las horas dedicadas, ya que sería muy caro y estaría fuera de mercado, por lo que se supondrá un número estimado de horas que se dedicarían en una consultoría.

Dentro del coste de una hora de trabajo, irían incluidos los costes derivados de la licencia de PVsyst y los costes de servicios generales de la empresa consultora.

Nombre	Categoría	€/h	Horas	Coste (€)
Rubén Romeral Peláez	Ingeniero en prácticas	26	40	<b>1040</b>

Tabla 15. Costes de personal.

## 6.2 PRECIO DE VENTA

El precio de venta final, incluyendo los impuestos y el margen comercial, es el siguiente:

ESTUDIO DE VIABILIDAD			MB	20%
HORAS		Coste €/h		
40,00	Ingeniero Junior	26	1.040,00	1.248,00
	Desplazamiento		0,00	0,00
	<b>Total gasto de personal</b>		1.040,00	1.248,00

	Costes Total	Venta
Venta sin IVA	1.040,00	1.248,00

IVA 21%	262,08
---------	--------

<b>Total más IVA</b>	<b>1.510,08 €</b>
----------------------	-------------------

Tabla 16. Precálculo de presupuesto.

Presentando un presupuesto total al cliente de:

**1.510,08 €**  
(Mil quinientos diez euros con cero ocho céntimos)

## 7. PLANIFICACIÓN

En el presente apartado, se realizará una breve descripción de planificación de las tareas que se han seguido para elaborar el documento, mediante el *software Microsoft Project*. A continuación, se muestra la distribución temporal de los apartados siguiendo la secuencia que se ha seguido para su elaboración.

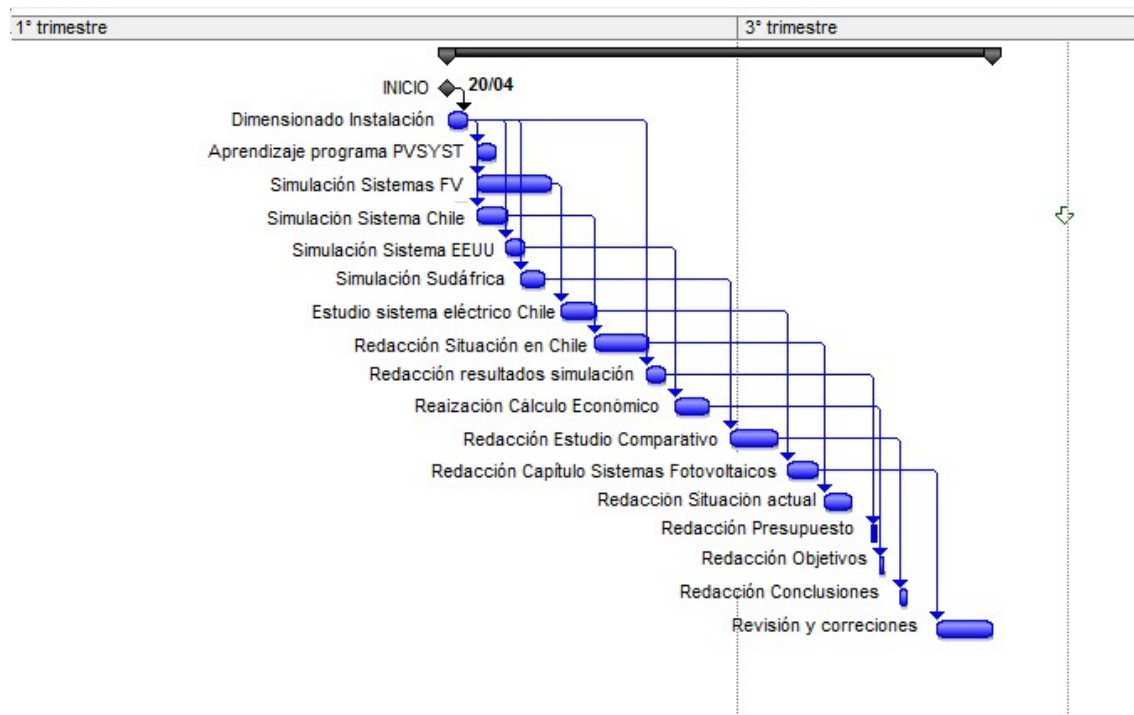


Figura 58. Diagrama de Gantt

## 8. REFERENCIAS

---

- [1] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2014,» 2014.
- [2] Sustainable Energy For All, «SE4ALL 2014 ANNUAL REPORT,» 2014.
- [3] International Energy Agency, «Snapshot of Global PV Markets,» 2014.
- [4] EPIA, «GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR PHOTOVOLTAICS UNTIL 2016,» 2012.
- [5] V. Eckert, «Reuters,» Diciembre 29 2011. [En línea]. Available: [www.reuters.com](http://www.reuters.com).
- [6] German Advisory Council on Global Change, «Scientific Advisory Board to the German Government on Global Change,» 2003.
- [7] Naciones Unidas, «Protocolo de Kioto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.»
- [8] Instituto Nacional de Estadísticas de Chile, «[www.ine.cl](http://www.ine.cl),» 2006. [En línea]. Available: [http://www.ine.cl/canales/publicaciones/compendio\\_estadistico/pdf/2006/compendio2006.pdf](http://www.ine.cl/canales/publicaciones/compendio_estadistico/pdf/2006/compendio2006.pdf).
- [9] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno.,» 2013.
- [10] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Plan de Obras de Generación del Estudio de expansión actual del Sistema Troncal.»
- [11] A. M. M. R. R. Rojas, «Explorador del recurso solar en Chile.,» Departamento de Geofísica. Universidad de Chile., 2012.
- [12] Ministerio de Energía., «Comisión Nacional de Energía (CNE).,» [En línea]. Available: [www.cne.cl](http://www.cne.cl).
- [13] Ministerio de Energía, «Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES),» [En línea]. Available: [cifes.gob.cl](http://cifes.gob.cl).
- [14] R. L. Cifuentes, «Guía de conexión para ERNC.,» Ministerio de Energía., 2013.
- [15] Comisión Nacional para la Innovación y el Fomento de las Energías Sustentables



(CIFES), «Reporte ERNC. Resumen Anual 2014».

- [16 Dpto. Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid., *Apuntes*  
] *asignatura Generación Eólica y Fotovoltaica..*

PÉREZ CARRIÓN, P. Módulos Fotovoltaicos.

Gobierno de Chile., « Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).,» [En línea]. Available: [www.sea.gob.cl](http://www.sea.gob.cl)

Carlos David Aravena Riquelme, “<Análisis de la operación Interconectada de Centrales Eléctricas en base a Tecnología Fotovoltaica>”, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2012.

Carlos de Hita Castillo, “<Energía solar de concentración: Estudio y análisis económico, comparativa con la energía solar fotovoltaica y mejoras tecnológicas>”, Trabajo de Fin de Grado, Universidad Politécnica de Madrid, , Departamento de Ingeniería de la Energía, 2014

Go Solar California., [En línea]. Available: <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>

California ISO., [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/>

Comision Nacional de Energía (CNE), «Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno.,» 2013.

Gobierno de Chile., «Servicios de impuestos internos (SII).,» [En línea]. Available: [www.sii.cl](http://www.sii.cl)

National Energy Regulator of South Africa., [En línea]. Available: [www.nersa.org.za](http://www.nersa.org.za)

ICEX España Exportación e Inversiones, «El sector de energías renovables en Sudáfrica,» 2013.

# 9.ANEXOS

## CATÁLOGOS DE FABRICANTES

### Módulo fotovoltaico.

# SOLAR MODULE







**Sunways SM 240U Eco-Line IC multicrystalline**

Sunways SM 240U Solar Modules Eco-Line Industrial & Commercial (IC) present the best solution for solar projects with optimized yield and thus they are very suitable for the project business. The Sunways Solar Modules Industrial & Commercial may show small optical divergencies in the colour homogeneity of the Solar Cells or production related deviations of the processing tolerances of the EcoLine Modules. The possible variations and deviations in tolerance have no influence on the performance and guarantee of the solar module. Sunways SM 240U Solar Modules Industrial & Commercial are exclusively equipped with state-of-the-art multicrystalline Sunways Solar Cells and have a capacity of up to 245 Wp.

---

**Product benefits**

- Attractive Pricing
- P3 Technology
  - High efficiency from the beginning
  - Protected against potential induced degradation („PID-Effect“)
  - High-performance Sunways Solar Cells, made in Germany
  - Guaranteed performance and safety
  - Performance guarantee 90% over 12 years, 80% over 25 years according to the current warranty conditions
  - Safety through product warranty 10 years
- High yields
  - High efficiencies and minimised module mismatch through tight cell and module tolerances
- Innovative Anti-reflective coating
  - Minimization of reflection while increasing the energy yield
- OutputPlus+
  - Measured power exceeds the specified rated output (0 to 5 W)
- SolidPlus+
  - 3.2 mm hardened safety solar glass, robust aluminium hollow section profile for stability and durability (5,400 Pa)

**Product characteristics**

Category:	multicrystalline
Module size (L x W x T):	1642 mm x 994 mm x 40 mm
Area:	1.63 m²
Weight:	20 kg
Output classes:	245 / 240 / 235 / 230 / 225 Wp
Cells:	60 Sunways Solar Cells, multi-textured, 3 busbars
Cell format:	156 x 156 mm, full-square

**Design**

Front:	Anti-reflective coated safety solar glass, 3.2 mm
Encapsulation:	EVA (ethylene vinyl acetate)
Rear:	Polyamide laminated film
Frame:	hollow section profile, light anodized aluminium
Junction box:	certified junction box IP65 with 6 bypass diodes
Connectors & cables:	MCA compatible, 2 x 1.2 m, cable cross-section 4 mm²


**Information and Sales**

Sunways AG · Photovoltaic Technology · Macairestraße 3-5  
D-78467 Konstanz · Telephone +49 (0)7531 996 77-0  
Fax +49 (0)7531 996 77-444 · E-Mail [info@sunways.de](mailto:info@sunways.de)  
[www.sunways.de](http://www.sunways.de)

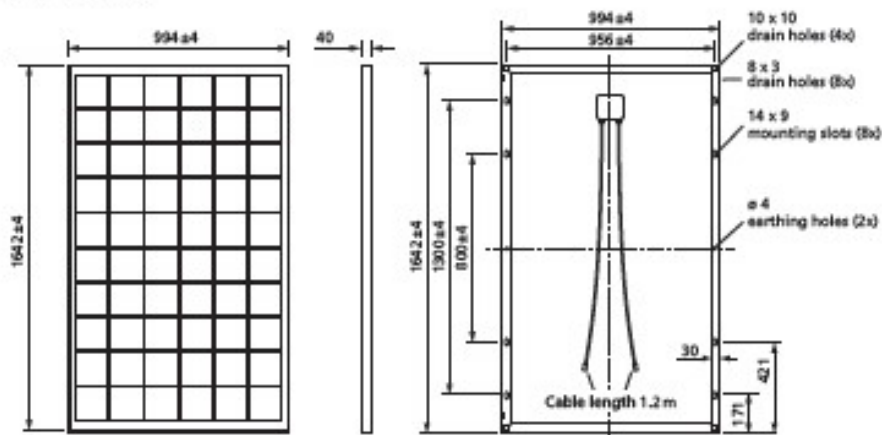


Photovoltaic Technology

# Technical Data SM 240U

Article No.	SM225UD2B	SM230UD2B	SM235UD2B	SM240UD2B	SM245UD2B
Output classes	225	230	235	240	245
Electrical data at STC <sup>1)</sup>					
Rated output $P_{MPP}$ (W)	225	230	235	240	245
Voltage $U_{MPP}$ (V)	29.9	29.9	30.0	30.0	30.1
Current $I_{MPP}$ (A)	7.53	7.68	7.84	7.98	8.14
Open-circuit voltage $V_{OC}$ (V)	36.7	36.8	36.8	36.9	37.2
Short-circuit current $I_{SC}$ (A)	8.24	8.34	8.35	8.35	8.48
Reverse current capacity (A)	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
1) STC-Standard Test Conditions: Air mass AM 1.5 – Irradiance 1000 W/m <sup>2</sup> – Cell temperature 25°C; Measuring tolerance ±3%					
Electrical data at NOCT <sup>2)</sup>					
Rated output $P_{MPP}$ (W)	163	167	170	174	176
Voltage $U_{MPP}$ (V)	26.7	27.1	27.4	28.0	28.1
Current $I_{MPP}$ (A)	6.12	6.19	6.22	6.23	6.33
Open-circuit voltage $V_{OC}$ (V)	33.8	33.9	33.9	34.0	34.3
Short-circuit current $I_{SC}$ (A)	6.67	6.75	6.76	6.76	6.87
Reverse current capacity 200 W/m <sup>2</sup> (%) <sup>3)</sup>	< 6%	< 6%	< 6%	< 6%	< 6%
2) The NOCT values are typical values. NOCT: Nominal operating cell temperature (45°C); Measuring tolerance ±3% Typical cell temperature with: Irradiance 800 W/m <sup>2</sup> – Ambient temperature 20°C – Wind speed 1 m/s					
3) Efficiency reduction for irradiance reduction from 1000 W/m <sup>2</sup> to 200 W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 25°C, EN50604-1 comp.					
Other electrical parameters					
Maximum system voltage (V)	1000				
Temperature coefficient $I_{SC}$ (% / K)	0.06				
Temperature coefficient $U_{OC}$ (% / K)	-0.31				
Temperature coefficient $P_{MPP}$ (% / K)	-0.42				
Application					
Permissible module temperature	-40°C ... +85°C				
Snow load	5,400 Pa corresponds to 550 kg/m <sup>2</sup> , i.e. snow load zone 3				
Wind load	130 km/h (800 Pa), factor 3 for wind gusts				
Hail test	Ice balls: Ø 25 mm, speed: 23 m/s				
Application class	A				
Installation / operation	Follow the installation and operating manual I				
Qualifications and Certificates					
IEC 61215 Ed.2, IEC 61730, CE, Protection class II 					
Internal quality checks: at least twice the load specified in IEC Standard					

## Dimensional drawings



Datasheet compliant with IEC EN 50390. Technical data are preliminary and subject to modification, version 03/2012  
In interest of visual imagery examples for IEC products can be requested.  
Copyright: Samyang AG Photovoltaik Technology Maschinenstraße 3-5 D-79467 Konstanz, 50219512C, version 03/12 EN

## Inversor.

	SolarMax 330 / 660 / 990 / 1320 TS-SV	SolarMax 360 / 720 / 1080 / 1440 TS-SV
Valores de entrada		
Rango de tensión MPP	450...800 V	510...800 V
Tensión CC máxima	900 V	900 V
Corriente CC máxima	720 / 1440 / 2160 / 2880 A	720 / 1440 / 2160 / 2880 A
Numero de MPP trackers	1 ó 3 / 6 / 9 / 12	1 ó 3 / 6 / 9 / 12
Tipo de conector	pernos roscados M8	
Categoría de sobretensión	2	
Valores de salida		
Potencia nominal	330 / 660 / 990 / 1320 kW <sup>1)</sup>	330 / 660 / 990 / 1320 kW <sup>2)</sup>
Potencia aparente máx.	340 / 680 / 1020 / 1360 kVA	370 / 740 / 1110 / 1480 kVA
Tensión nominal de red	3 x 280 V	3 x 320 V
Corriente CA máxima	700 / 1400 / 2100 / 2800 A	666 / 1332 / 1998 / 2664 A
Rango / Frecuencia nominal de red	50 Hz / 45 Hz...55 Hz (60 Hz / 55 Hz...65 Hz bajo petición)	
Factor de potencia cos(φ)	Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado	
Factor de armónicos a potencia nom.	< 3 %	
Tipo de conector	3 x 3 pernos roscados M8	
Conexión de red	Trifásico (sin conductor neutro)	
Categoría de sobretensión	2	
Rendimiento		
Rendimiento máx.	98 %	98 %
Rendimiento europ. <sup>3)</sup>	97.2 %	97.4 %
Consumo de potencia		
Consumo nocturno	< 7 / 14 / 21 / 28 W	
Condiciones ambiente		
Tipo de protección según EN 60529	IP20	
Rango de temp. ambiente	-20 °C...+50 °C	
Rango de temp. ambiente para potencia nom.	-20 °C...+45 °C	
Humedad relativa del aire	0...98% (sin condensación)	
Altura máx. sobre el nivel del mar	2000 m (sin reducción)	
Emisión de ruidos	< 65 dBA (↔ 1.5 m)	
Grado de contaminación	PD2	
Normas & directivas		
Conforme CE	Sí	
EMC	EN 61000-6-2 / EN 61000-6-4	
Normas/Directivas cumplidas	G59/2 / BDEW Directiva MT / PPC Guide / RD 661	
Seguridad de aparatos	IEC/EN 62109-1	
Interfaces		
Comunicación de datos (en la MCU)	RS485 / Ethernet mediante dos conectores hembra RJ45	
Contacto de aviso de estado (en la MCU)	Par de contactos de apriete libres de potencial (función configurable)	
Entrada de alarma (en la MCU)	Par de contactos de apriete para la conexión al MaxConnect plus	
Inversores desconexión 1	Dos pares de contactos de apriete (pueden concatenarse a través de varios SolarMax TS-SV)	
Inversores desconexión 2 (en la MCU)	Par de contacto de apriete	
Peso & dimensiones		
Peso	990 / 1980 / 2970 / 3960 kg	
Dimensiones en mm (A x A x F)	1 / 2 / 3 / 4 x 1200 x 1970 x 800 mm	

## Estructura soporte.

Atersa ■ Ultra Tecnología

### Estructuras soporte

Las estructuras de Atersa están diseñadas para soportar las indencias meteorológicas. Los materiales empleados son el acero galvanizado en caliente (normas UNE 37-501 y UNE 37-508), que cumple con los espesores mínimos exigibles según la norma UNE EN ISO 1461. La tornillería utilizada es galvanizada o de acero inoxidable y cumple la Norma MV-106.

Los recubrimientos galvanizados cuentan con la característica casi única de estar unidos metalúrgicamente al acero base, por lo que

poseen una excelente adherencia, con un recubrimiento de aproximadamente 80 micras.

Las estructuras han sido calculadas según C.T.E. (Acciones: Zona eólica tipo C (104,4 km/h); Entorno Zona III; Carga de nieve Zona I (700 m)).

El departamento técnico de Atersa diseña el tipo de estructura que se adapte totalmente a las necesidades particulares de cada cliente. Atersa dispone de una amplia gama normalizada de estructuras.

#### Modelos

Estructura	Nº de módulos	Módulos	Instalación
Tipo "A1"	1	A-50 A-100 A-150	Tejado y pared
Tipo "A"	4 ó 5 4 2 ó 3	A-100 A-140 A-300	Suelo
Tipo "V" 60"	3, 4 ó 5 2, 3 ó 4 2 ó 3	A-100 A-75, A-150 A-200, A-300	Suelo o terraza plana
Tipo "V" 30"	3, 4 ó 5 2, 3 ó 4 2 ó 3	A-100 A-75, A-150 A-200, A-300	Suelo o terraza plana
Tipo "H"	1 1 ó 2	A-10, A-20, A-200 A-50, A-75, A-100, A-150	Columna de ø60 mm
Tipo "B"	1 1 ó 2	A-10, A-20, A-200 A-50, A-75, A-100, A-150	Columna de ø70 mm
Tipo "S"	3 ó 4 4	A-100, A-150, A-200 A-300	Suelo

\* No incluye poste.

La estructura tipo "S" no admite 4 módulos grandes sin una modificación. Por favor consulte con nuestro departamento comercial.

04



# SIMULACIONES PVSYST

## Simulación Chile

PVSYST V6.39			16/09/15	Página 1/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>				
<b>Proyecto :</b> Proyecto Conectado a la Red at Calama				
<b>Lugar geográfico</b>	Calama		<b>País</b>	Chile
<b>Ubicación</b>	Latitud	22.5°S	<b>Longitud</b>	68.9°W
<b>Hora definida como</b>	Hora Legal	Huso hor. UT-3	<b>Altitud</b>	2316 m
<b>Datos climatológicos:</b>	Calama	Síntesis - Meteorom 7.1 (1991-2010)		
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación				
	<b>Fecha de simulación</b>	16/09/15 17h36		
<b>Parámetros de la simulación</b>				
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación	30°	<b>Admut</b>	0°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	<b>Difuso</b>	Erbas, Meteorom
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos			
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado			
<b>Características generador FV</b>				
<b>Módulo FV</b> <small>Original Pvsyst database</small>	SI-poly	<b>Modelo</b>	<b>SM 240 U (240 Wp)</b>	
		<b>Fabricante</b>	Sunways	
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b>	19 módulos	<b>En paralelo</b>	877 cadenas
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b>	16663	<b>Phom unitaria</b>	240 Wp
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b>	3999 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	3575 kWp (50°C)
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b>	513 V	<b>I mpp</b>	6969 A
<b>Superficie total</b>	<b>Superficie módulos</b>	27196 m²		
<b>Inversor</b>				
	<b>Modelo</b>	<b>Solarmax 3 x 330TS-SV Single MPPT</b>		
	<b>Fabricante</b>	SolarMax		
<b>Características</b>	<b>Tensión Funciona.</b>	450-800 V	<b>Phom unitaria</b>	990 kWac
<b>Banco de Inversores</b>	<b>N° de Inversores</b>	4 unidades	<b>Potencia total</b>	3960 kWac
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>				
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	<b>Uc (const)</b>	29.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b>	0.0 W/m²K / m/s
<b>Pérdida óhmica en el Cableado</b>	<b>Res. global generador</b>	1.3 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.6 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 %
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.0 % en MPP
<b>Efecto de Incidencia, parametrización ASHRAE</b>	<b>IAM =</b>	1 - bo (1/cos i - 1)	<b>Param. bo</b>	0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga Ilimitada (red)				

Pvsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, sólo el texto original está garantizado.

# Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

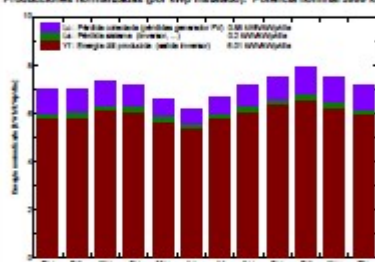
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Calama

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

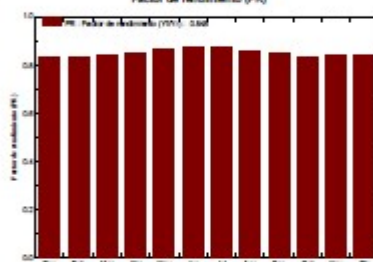
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	Inclinación	30°	admut 0°
Módulos FV	Modelo	SM 240 U (240 Wp)	Phom 240 Wp
Generador FV	N° de módulos	16663	Phom total 3999 kWp
Inversor	Solarmax 3 x 330TS-SV Single MPPT		Phom 990 kW ac
Banco de Inversores	N° de unidades	4.0	Phom total 3960 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga Ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación	
Producción del Sistema	Energía producida 8769 MWh/año
Factor de rendimiento (PR)	84.6 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3960 kWp



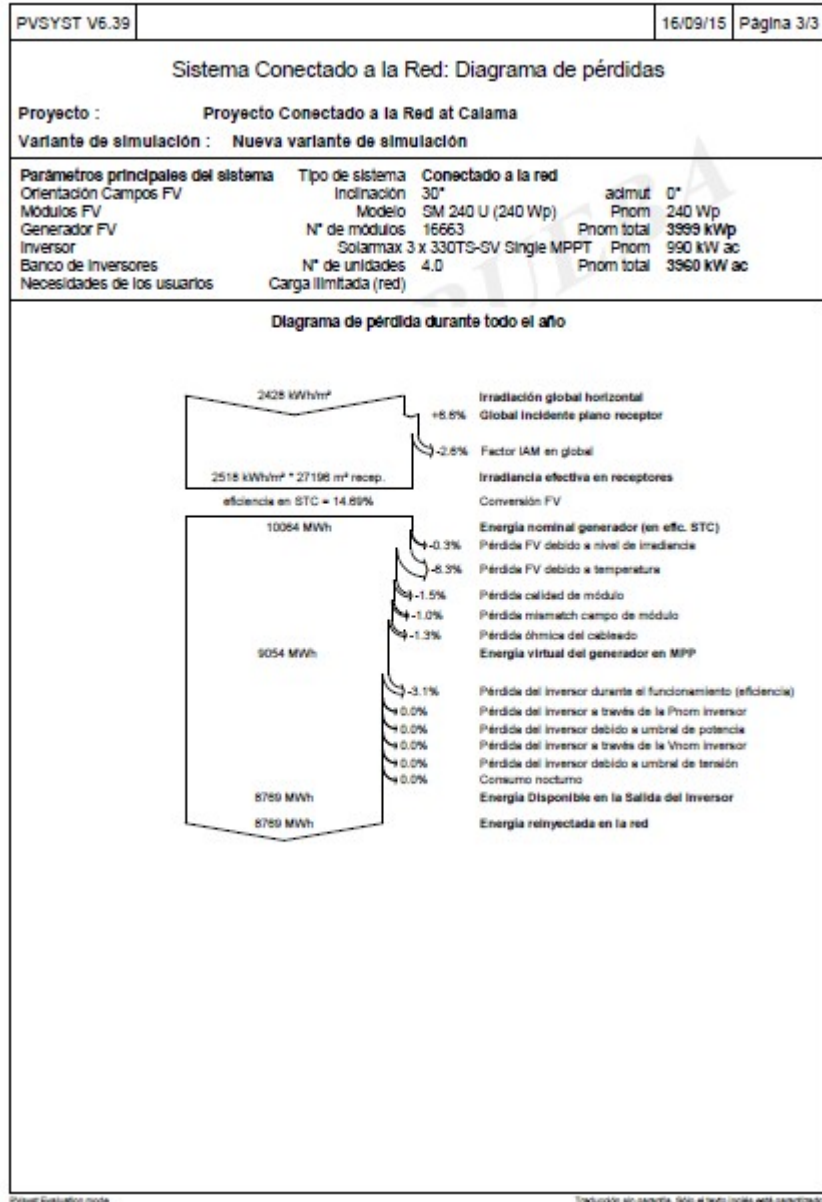
Factor de rendimiento (PR)



## Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	254.2	19.11	217.1	209.3	747.5	724.4	12.86	12.27
Febrero	209.9	18.45	198.3	189.8	678.5	655.4	12.87	12.28
Marzo	212.7	18.31	227.2	221.3	786.7	761.9	12.73	12.33
Abril	176.3	18.47	215.8	210.5	753.7	729.9	12.85	12.45
Mayo	150.9	13.34	203.8	199.4	729.0	708.0	13.17	12.75
Junio	131.5	11.98	184.8	181.2	684.8	643.7	13.23	12.81
Julio	145.8	11.88	205.8	201.8	740.9	717.5	13.24	12.82
Agosto	171.8	14.34	220.3	215.8	780.9	758.2	13.03	12.82
Septiembre	200.8	15.20	225.2	220.0	791.8	766.4	12.93	12.51
Octubre	247.8	18.71	244.0	237.7	841.1	814.2	12.88	12.27
Noviembre	257.2	18.88	225.1	218.0	776.4	751.9	12.88	12.28
Diciembre	288.8	19.11	221.9	214.0	784.9	741.2	12.88	12.28
Año	2427.7	16.30	2586.8	2516.5	9053.9	8768.8	12.87	12.46

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esol campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esol sistema/superficie bruta



Privat Evaluation mode

Traducción sin garantía, sólo el texto original está garantizado.

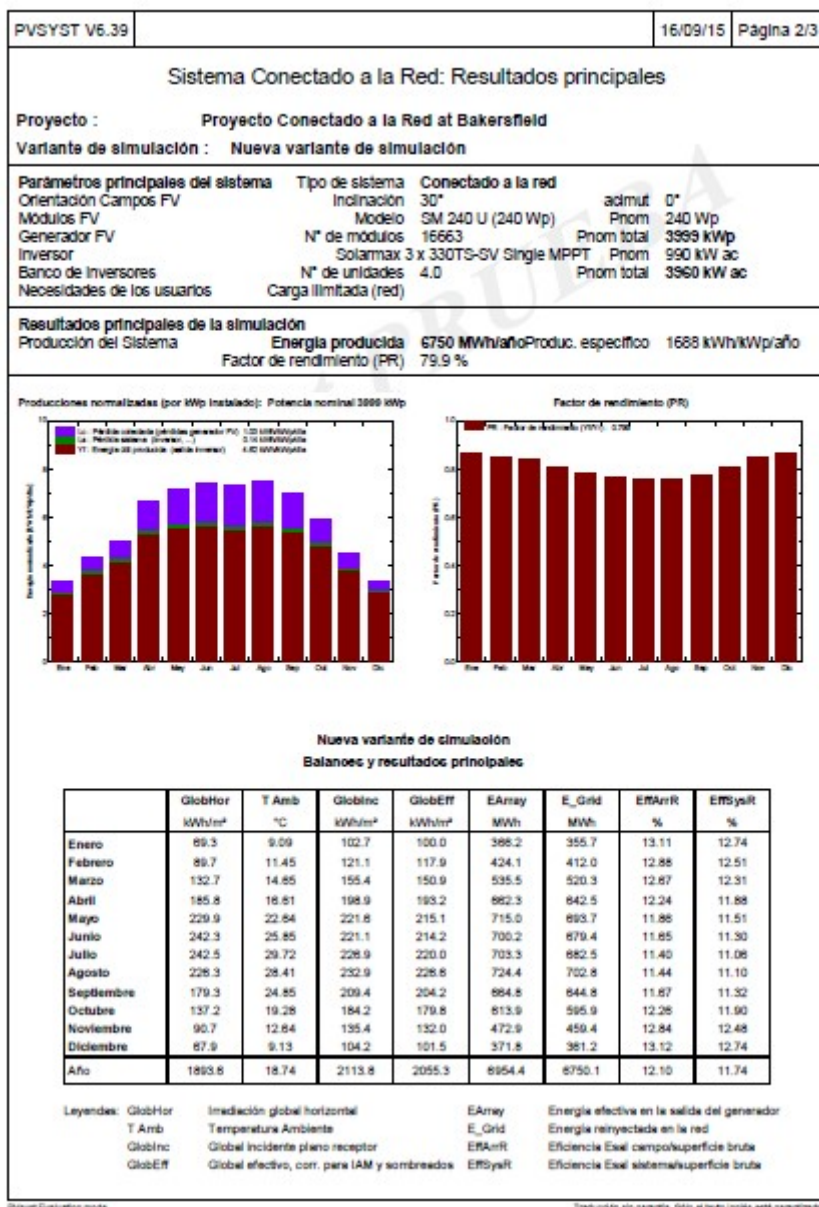


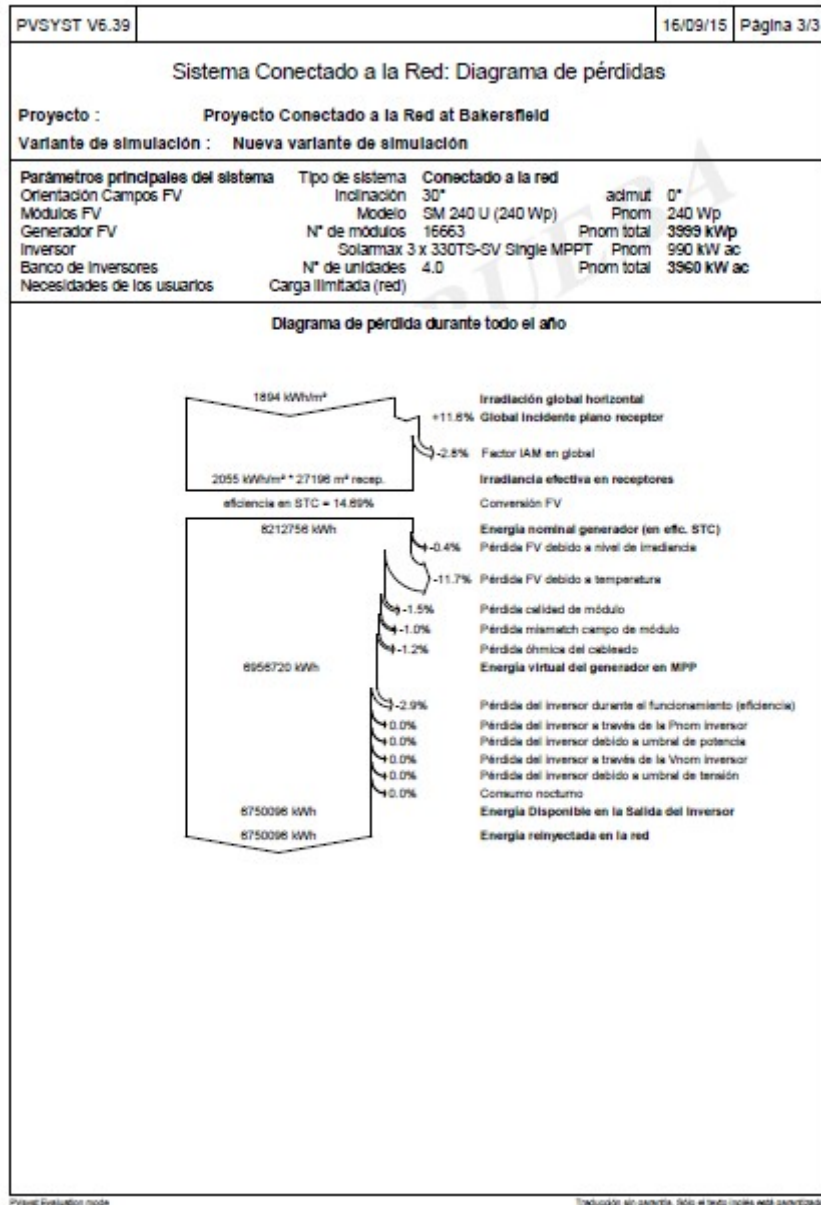
## Simulación Estados Unidos

PVSYST V6.39		16/09/15		Página 1/3	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>					
<b>Proyecto :</b> Proyecto Conectado a la Red at Bakersfield					
<b>Lugar geográfico</b>		Bakersfield		País: United States	
<b>Ubicación</b>		Latitud: 35.4°N		Longitud: 119.0°W	
Hora definida como		Hora Legal: Huso hor. UT-8		Altitud: 134 m	
<b>Datos climatológicos:</b>		Albedo: 0.20		Síntesis - MeteoNorm 7.1 station	
<b>Variantes de simulación :</b> Nueva variante de simulación					
		Fecha de simulación		03/09/15 17h51	
<b>Parámetros de la simulación</b>					
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación: 30°		Acimut: 0°	
<b>Modelos empleados</b>		Transposición: Perez		Difuso: Erbs, Meteonorm	
<b>Perfil obstáculos</b>		Sin perfil de obstáculos			
<b>Sombras cercanas</b>		Sin sombreado			
<b>Características generador FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		Si-poly	Modelo	SM 240 U (240 Wp)	
Original PVsyst database			Fabricante	Sunways	
<b>Número de módulos FV</b>		En serie	19 módulos	En paralelo	677 cadenas
<b>N° total de módulos FV</b>		N° módulos	16663	Phom unitaria	240 Wp
<b>Potencia global generador</b>		Nominal (STC)	3999 kWp	En cond. funciona.	3575 kWp (50°C)
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>		V mpp	513 V	I mpp	6969 A
<b>Superficie total</b>		Superficie módulos	27196 m²		
<b>Inversor</b>					
		Modelo	Solarmax 3 x 330TS-SV Single MPPT		
<b>Características</b>		Fabricante	SolarMax		
		Tensión Funciona.	450-600 V	Phom unitaria	990 kWac
<b>Banco de Inversores</b>		N° de Inversores	4 unidades	Potencia total	3960 kWac
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>					
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
<b>Pérdida Ohmica en el Cableado</b>		Res. global generador	1.2 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>				Fracción de Pérdidas	1.5 %
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
<b>Efecto de Incidencia, parametrización ASHRAE</b>		IAM -	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga ilimitada (red)					

Private evaluation mode

Traducción en español, sólo el texto inglés está patentado.





## Simulación Sudáfrica

PVSYST V6.39			16/09/15	Página 1/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>				
<b>Proyecto :</b> Proyecto Conectado a la Red at Bloemfontein				
<b>Lugar geográfico</b>	Bloemfontein	<b>País</b>	South Africa	
<b>Ubicación</b>	<b>Latitud</b> 29.1°S	<b>Longitud</b>	26.3°E	
<b>Hora definido como</b>	<b>Hora Legal</b>	<b>Huso hor.</b>	UT+2	
	<b>Albedo</b>		1351 m	
<b>Datos climatológicos:</b>	Bloemfontein	Síntesis - MeteoNorm 7.1 station		
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación				
	<b>Fecha de simulación</b>	05/09/15 10h30		
<b>Parámetros de la simulación</b>				
<b>Orientación Plano Receptor</b>	<b>Inclinación</b>	30°	<b>Admut.</b>	0°
<b>Modelos empleados</b>	<b>Transposición</b>	Perez	<b>Difuso</b>	Erbas, Meteonorm
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos			
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado			
<b>Características generador FV</b>				
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	<b>Modelo</b>	SM 240 U (240 Wp)	
<small>Original PVysst database</small>		<b>Fabricante</b>	Sunways	
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b>	19 módulos	<b>En paralelo</b>	877 cadenas
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b>	16663	<b>Phom unitaria</b>	240 Wp
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b>	3999 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	3575 kWp (50°C)
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b>	513 V	<b>I mpp</b>	6969 A
<b>Superficie total</b>	<b>Superficie módulos</b>	27196 m²		
<b>Inversor</b>	<b>Modelo</b>	Solarmax 3 x 330TS-SV Single MPPT		
	<b>Fabricante</b>	SolarMax		
<b>Características</b>	<b>Tensión Funciona.</b>	450-800 V	<b>Phom unitaria</b>	990 kWac
<b>Banco de Inversores</b>	<b>N° de Inversores</b>	4 unidades	<b>Potencia total</b>	3960 kWac
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>				
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	<b>Uc (const)</b>	20.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b>	0.0 W/m²K / m/s
<b>Pérdida Ohmica en el Cableado</b>	<b>Res. global generador</b>	1.2 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 %
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.0 % en MPP
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>	<b>IAM =</b>	1 - bo (1/cos I - 1)	<b>Param. bo</b>	0.05
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga ilimitada (red)				

Private Evaluation mode

Traducción en español, sólo a efectos de información.

# Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

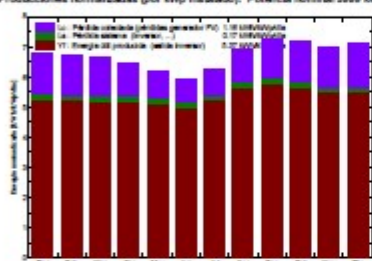
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Bloemfontein

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

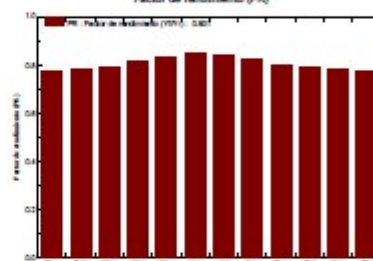
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	Inclinación	admut	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	240 Wp
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	3959 kWp
Inversor	Solarmax 3 x 330TS-SV Single MPPT	Pnom	990 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	Pnom total	3960 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación	
Producción del Sistema	Energía producida 7835 MWh/año Producción específica 1959 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento (PR)	80.1 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3960 kWp



Factor de rendimiento (PR)



## Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	ERArray	ERSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	235.3	22.80	211.1	204.2	874.2	854.0	11.75	11.39
Febrero	193.2	21.92	188.8	183.2	804.3	888.2	11.79	11.43
Marzo	184.5	19.84	205.1	199.7	864.4	844.4	11.91	11.56
Abril	151.0	15.27	192.8	188.1	843.7	824.2	12.29	11.91
Mayo	130.4	10.92	192.4	188.2	858.8	838.8	12.55	12.17
Junio	113.0	7.91	178.2	174.8	820.3	801.3	12.80	12.40
Julio	128.7	7.29	193.1	189.3	870.2	849.5	12.76	12.37
Agosto	158.1	10.84	213.5	209.3	722.3	899.8	12.44	12.05
Septiembre	183.7	14.87	217.8	212.8	717.1	894.9	12.12	11.74
Octubre	218.8	18.90	223.1	218.8	724.5	702.5	11.94	11.58
Noviembre	228.0	20.00	210.3	203.8	879.3	858.9	11.88	11.52
Diciembre	251.0	22.49	219.8	212.0	703.4	882.8	11.78	11.42
Año	2167.5	16.01	2445.5	2381.4	8080.5	7835.0	12.15	11.78

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	ERArray	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEFF	Global efectivo, corr. para IAM y sombras	ERSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta



